

---

# **DIPLOMARBEIT**

---

Herr Ing.

**Andre BACHER**

**Integration von Kleinwasser-  
kraft ins Mittelspannungsnetz**

Innsbruck / Mittweida, 2016



---

# **DIPLOMARBEIT**

---

## **Integration von Kleinwasser- kraft ins Mittelspannungsnetz**

Autor:  
**Herr Ing.**

**Andre BACHER**

Studiengang:  
**Wirtschaftsingenieurwesen**

Seminargruppe:  
**KW12wIA-F**

Erstprüfer:  
**Prof. Dr.-Ing. Ralf Hartig**

Zweitprüfer:  
**Dipl.-Wirtschaftsing.<sub>(FH)</sub> Johann Margreiter**

Einreichung:  
**Mittweida, Juli 2016**

Verteidigung/Bewertung:  
**2016**

---

# **DIPLOMA THESIS**

---

## **Integration of hydropower into a middle voltage power grid**

author:

**Mr. Ing.**

**Andre Bacher**

course of studies:

**faculty of Economics**

seminar group:

**KW12wIA-F**

first examiner:

**Prof. Dr.-Ing. Ralf Hartig**

second examiner:

**Dipl.-Wirtschaftsing.<sub>(FH)</sub> Johann Margreiter**

submission:

**Mittweida, July 2016**

defence/evaluation:

**2016**

## **Bibliografische Beschreibung:**

BACHER, Andre:

Integration von Kleinwasserkraft ins Mittelspannungsnetz. - 2016. - 12, 70, 8 S.

Mittweida, Hochschule Mittweida, Fakultät Wirtschaftsingenieurwesen, Diplomarbeit, 2016

## **Referat:**

In einem fiktiven Mittelspannungsnetz mit bestehender dezentraler Erzeugung erneuerbarer Energie soll ein weiteres Kraftwerk angeschlossen werden. Zur Übernahme der Energie des Anschlusswerbers ist es notwendig, das Netz zu ertüchtigen. Es werden mehrere Varianten der Netzverstärkung erstellt und bewertet. Zu den Entscheidungskriterien zählen technische und wirtschaftlich / organisatorische Belange. Abschließend wird durch die Anwendung einer systematischen Entscheidungsmethode eine nachvollziehbare Entscheidung zur Empfehlung einer Variante getroffen.



# Inhalt

<b>INHALT .....</b>	<b>I</b>
<b>TABELLENVERZEICHNIS .....</b>	<b>II</b>
<b>ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS .....</b>	<b>III</b>
<b>FORMELZEICHENVERZEICHNIS .....</b>	<b>V</b>
<b>ABBILDUNGSVERZEICHNIS .....</b>	<b>VI</b>
<b>VORWORT .....</b>	<b>VIII</b>
<b>1 EINLEITUNG .....</b>	<b>1</b>
1.1 AUFGABENSTELLUNG .....	3
1.2 PROBLEMANALYSE .....	4
<b>2 GRUNDLAGEN .....</b>	<b>7</b>
2.1 TECHNISCHE GRUNDLAGEN .....	9
2.2 WIRTSCHAFTLICH / ORGANISATORISCHE GRUNDLAGEN .....	16
2.3 GRUNDLAGEN DER NETZBERECHNUNG .....	24
<b>3 VERSORGUNGSSITUATION .....</b>	<b>28</b>
3.1 AUSGANGSSITUATION .....	34
3.2 VARIANTEN .....	38
3.3 KOSTENERMITTLUNG .....	48
<b>4 VARIANTENVERGLEICH .....</b>	<b>55</b>
4.1 TECHNISCHE BEWERTUNG .....	58
4.2 WIRTSCHAFTLICH/ORGANISATORISCHE BEWERTUNG .....	64
4.3 VARIANTENEMPFEHLUNG .....	68
<b>5 FAZIT .....</b>	<b>69</b>
<b>LITERATUR .....</b>	<b>I</b>
<b>ANLAGEN, MODELL DER NUTZWERTANALYSE .....</b>	<b>VII</b>
<b>ANLAGEN, GRAPHISCHER VERLAUF DER RELATIVEN SPANNUNGSÄNDERUNG .....</b>	<b>VIII</b>
<b>SELBSTSTÄNDIGKEITSERKLÄRUNG .....</b>	<b>IX</b>

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Abkürzungsverzeichnis .....	IV
Tabelle 2 Formelzeichenverzeichnis.....	V
Tabelle 3 Leistungsdaten Siedlung (dicht besiedelt).....	32
Tabelle 4 Leistungsdaten Siedlung (dünn besiedelt) .....	32
Tabelle 5 Leistungsdaten bestehendes Kraftwerk .....	33
Tabelle 6 Leistungsdaten neues Kraftwerk.....	33
Tabelle 7 Kategorisierung der Entscheidungskriterien.....	56
Tabelle 8 Variantenbewertung Spannungsänderung .....	58
Tabelle 9 Variantenbewertung Abwicklung .....	59
Tabelle 10 Variantenbewertung Umsetzbarkeit .....	61
Tabelle 11 Variantenbewertung Reserven.....	62
Tabelle 12 Variantenbewertung Netzstruktur.....	63
Tabelle 13 Variantenbewertung Kosten .....	64
Tabelle 14 Variantenbewertung Effizienz.....	65
Tabelle 15 Variantenbewertung Zu erwartende Instandhaltung.....	66
Tabelle 16 Variantenbewertung Zu erwartende Störungen.....	67
Tabelle 17 Variantenbewertung .....	68



## Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Langtext
%	Prozent - von Hundert
€	Euro
A	Ampere
a.a.O.	an anderem Ort
AG	Aktiengesellschaft
Bem.	Bemerkung
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa; ungefähr
CEN/CENELEC	Comité Européen de Normalisation
Co.	Consorten / Konsorten
d.h.	das heißt
DIN	Deutsches Institut für Normung
Dipl.	Diplom
Dr.	Doktor
E-Control	Energie Control Austria
EDV	elektronische Datenverarbeitung
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EN	Europannorm - Europäische Norm
EP	Entscheidungsparameter
EU	Europäische Union
erw.	erwartende
etc.	et cetera
f	folgend
ff	fort-folgend
FH	Fachhochschule
G, Gew.	Gewicht; Gewichtung
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
Ing.	Ingenieur
inkl.	inklusive
kV	Kilovolt; tausend Volt
kVA	Kilovoltampere; tausend Voltampere
kW	Kilowatt; tausend Watt
l <sub>fm</sub>	Laufmeter
m	Meter

<b>max.</b>	maximal
<b>min.</b>	minimal
<b>mm<sup>2</sup></b>	Quadratmillimeter
<b>MW</b>	Megawatt, Million Watt
<b>rel.</b>	relativ(er)
<b>ÖVE</b>	Österreichischer Verband für Elektrotechnik
<b>PE</b>	Polyethylen
<b>Prof.</b>	Professor
<b>TIWAG</b>	Tiroler Wasserkraft AG
<b>TINETZ</b>	Tiroler Netze GmbH
<b>TOR</b>	Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen
<b>V</b>	Volt
<b>Vgl.</b>	Vergleich
<b>VPE</b>	vernetztes Polyethylen
<b>zB</b>	zum Beispiel

Tabelle 1 Abkürzungsverzeichnis

## Formelzeichenverzeichnis

Formelzeichen	Bezeichnung
$\Delta u_L$	Spannungsabfall über Leitung
$\Delta U_{\text{Regler}}$	Spannungsabweichung des Reglers
<b>EP</b>	Entscheidungsparameter
<b>EP · G</b>	Entscheidungsparameter mal Gewicht
<b>i, I</b>	Strom
<b>L'</b>	relativer induktiver Belag
<b>p</b>	Wahrscheinlichkeit
<b>Q</b>	Blindleistung
<b>R<sub>I</sub> (oder G)</b>	Isolationsverluste
<b>R<sub>L</sub> (oder R)</b>	Längswiderstand
<b>S</b>	Scheinleistung
<b>S<sub>Loss</sub></b>	Verlustscheinleistung
<b>u, U</b>	Spannung
<b>U<sub>1</sub>, U<sub>2</sub>, ...</b>	Spannung 1, 2, ...
<b>U<sub>HS</sub></b>	Spannung Hochspannung
<b>U<sub>MS</sub></b>	Spannung Mittelspannung
<b>U<sub>N</sub>, U<sub>Nenn</sub></b>	Nennspannung
<b>U<sub>NS</sub></b>	Spannung Niederspannung
<b>U<sub>soll</sub></b>	Sollspannung
<b>U<sub>worst-case</sub></b>	Spannung im schlimmsten Fall
<b>w<sub>ij</sub></b>	Wahrscheinlichkeit der Parameter · Gewicht
<b>X</b>	induktiver Belag
<b>X<sub>C</sub> (oder C)</b>	Leitungskapazität
<b>X<sub>L</sub> (oder L)</b>	induktiver Belag
<b>Z<sub>G</sub></b>	Widerstand Erzeuger (Generator)
<b>Z<sub>g</sub></b>	Gesamtwiderstand
<b>Z<sub>L</sub></b>	Leitungsimpedanz
<b>Z<sub>T</sub></b>	Widerstand Trafo
<b>Z<sub>V</sub></b>	Widerstand Verbraucher

Tabelle 2 Formelzeichenverzeichnis

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Ing. Andre Bacher .....	IX
Abbildung 2 Logo Hochschule Mittweida .....	IX
Abbildung 3 Logo Studienzentrum Weiz .....	IX
Abbildung 4 Logo TINETZ .....	XII
Abbildung 5 Logo TIWAG .....	XII
Abbildung 6 Exaktes einpoliges Leitungersatzschaltbild .....	10
Abbildung 7 Vereinfachtes einpoliges Leitungersatzschaltbild .....	11
Abbildung 8 Stark vereinfachtes einpoliges Leitungersatzschaltbild .....	11
Abbildung 9 Einpoliges Ersatzschaltbild Verbrauchsfall .....	13
Abbildung 10 Einpoliges Ersatzschaltbild Erzeugungsfall .....	14
Abbildung 11 Einpoliges Ersatzschaltbild Erzeugungsfall zweier Erzeugungsanlagen .....	14
Abbildung 12 Spannungsverlauf .....	25
Abbildung 13 Aufbau STALU 95/15 .....	28
Abbildung 14 Aufbau Aldrey 50 .....	29

---

Abbildung 15 Definition der Kabeltype .....	30
Abbildung 16 Bestandsnetz IST-Zustand .....	35
Abbildung 17 Bestandsnetz + geplantes Kraftwerk .....	37
Abbildung 18 Variante 1 Verstärken der 10 kV-Leitung .....	39
Abbildung 19 Variante 1a Verstärken der 10 kV-Leitung (erweitert) .....	41
Abbildung 20 Variante 2 Umstellen der Freileitung auf 25 kV Betrieb .....	43
Abbildung 21 Variante 3 Verstärken der Freileitung+ Umstellen auf 25 kV Betrieb .....	45
Abbildung 22 Variante 4 Verlegen des Anschlusspunktes .....	47

## **Vorwort**

Diese Arbeit wurde unter Beachtung der Vorgaben und unter Zuhilfenahme der Formatvorlagen für wissenschaftliche Arbeiten der Hochschule Mittweida verfasst. Die formalen Anforderungen, wie zum Beispiel die bibliographische Beschreibung, dieses Vorwort oder die diversen Verzeichnisse, entsprechen diesen Anforderungen. Die Zitate wurden den vorgegebenen Zitierregeln entsprechend oder nach bestem Wissen den Anforderungen für wissenschaftliche Arbeiten entsprechend nach eigenem Ermessen getätigt.

Die Quellen sind – sofern nicht abweichend angegeben – Literatur, Regelwerke und Vereinbarungen mit allgemeiner Gültigkeit bzw. für Tirol spezifische Quellen.

### **Danksagung**

Mein persönlicher Dank ergeht den am Erfolg dieser Diplomarbeit beteiligten Personen. Insbesondere den Erst- und Zweitgutachtern, Prof. Dr.-Ing. Ralf Hartig und Dipl.-Wirtschaftsing.(FH) Johann „Hans“ Margreiter, welche nicht scheuten, ihre wertvolle Zeit in den bestmöglichen Abschluss dieser Arbeit zu investieren. Gleiches gilt auch für die Testleser, denen ich für ihre Dienste danken möchte.

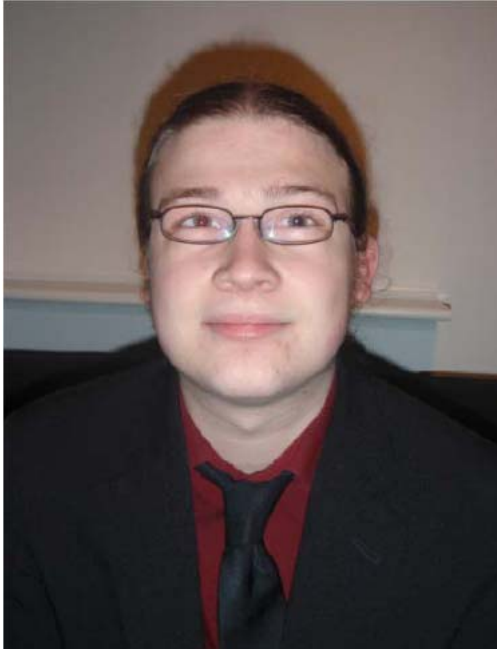
Selbstverständlich ergeht mein Dank auch an meine Familie, Verwandtschaft und mein soziales Umfeld, welche häufig getröstet wurden und auf meine persönliche Anwesenheit verzichten mussten.

Last but not least, wie zu neu-deutsch artikuliert wird, ergeht mein ganz spezieller Dank für dreieinhalb wunderbare Jahre, zwei Jahre von der Hilfeleistung zu meinem Studium geprägt, an meine Verlobte. In Hoffnung auf eine wunderschöne Hochzeit und viele, viele weitere schöne Jahre.

Danke an die erwähnten Personen und den zu Erwähnen-Vergessenen (man möge mir verzeihen), euer

Andre

## Vorstellung meiner Person



**Abbildung 1 Ing. Andre Bacher**

Mein Name ist Andre Bacher, geboren am 12. April 1991 in Hall in Tirol. Gleich der meisten Studierenden, welche ihren Weg über das Studien- und Wissens-Transferzentrum Weiz beschreiten, absolvierte ich in einer Höheren Technischen Lehranstalt. Nach der Matura im Fachgebiet Elektrotechnik mit Spezialisierung auf Informationstechnologie im Jahr 2010 wurde durch ein Praktikum bei den Innsbrucker Kommunalbetrieben, einem städtischen Netzbetreiber, mein Interesse für Energietechnik geweckt. Auf den Präsenzdienst, welchen ich in Form eines Zivildienstes abdiente, folgte unmittelbar der Einstieg in das Berufsleben bei der TIWAG – Tiroler Wasserkraft AG als an die TINETZ – Tiroler Netze GmbH überlassener Angestellter.

Durch das Absolvieren mit Diplom- & Reifeprüfung wurde ich nach dreijähriger Berufspraxis vom Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft zur Führung der Standesbezeichnung „Ingenieur“ berechtigt.

Seit längerem spielte ich immer wieder mit dem Gedanken, das Diplom in berufsbegleitender Form nachzuholen. Im Jahr 2014 entschied ich mich, diesen Weg über das Studententransferzentrum in Weiz bzw. die Hochschule Mittweida zu beschreiten.



**Abbildung 2 Logo Hochschule Mittweida**



**Abbildung 3 Logo Studienzentrums Weiz**

## **Vorstellung des Unternehmens<sup>1</sup>**

Die TIWAG – Tiroler Wasserkraft AG wurde 1924 unter dem Namen TIWAG – Tiroler Wasserkraftwerke AG gegründet. Zweck der Gründung durch das Land Tirol und die Stadtgemeinde Innsbruck war es, die Stadt Innsbruck, einige Gemeinden, welche bereits über ein Elektrizitätswerk verfügten, und die Bayernwerke mit elektrischer Energie zu versorgen.

Die meisten Elektrizitätswerke dieser Zeit verfügten über kleine Kraftwerke – in Tirol zumeist Kleinwasserkraftwerke – und konnten so nur die aktuell im verbundenen Netz nachgefragte Energie erzeugen. Das überschüssige Wasser, welches hätte abgearbeitet werden können, ging für die Energiegewinnung verloren. Verteilt wurde die so erzeugte Energie meist über kleine Mittelspannungsnetze. Um auf einen zusätzlichen Maschinentransformator zu verzichten, wurde üblicherweise die niedrige Maschinenspannung als Nennspannung des Netzes gewählt. Somit war die Distanz, welche mit den Leitungen überbrückt werden konnte, sehr gering.

Das Konzept der TIWAG hingegen sah es vor, elektrische Energie in zunächst einem zentralen Kraftwerk, dem Achenseekraftwerk, zu erzeugen und diese mittels einer Hochspannungsleitung an die Verbraucher zu übertragen. Das Achenseekraftwerk, seiner Zeit das größte Speicherkraftwerk in Österreich, und die erste grenzüberschreitende 110 kV-Leitung wurden zu diesem Zwecke in den Zwanzigerjahren errichtet. Hauptabnehmer waren zu dieser Zeit die Stadt Innsbruck und andere kleinere Elektrizitätswerke in Tirol, die Bundesbahnen und die Bayernwerk AG. Durch diese frühe grenzüberschreitende Verbindung und den Handel mit ausländischen Partnern wurde der Grundstein für die intensive Einbindung in die europäischen Verbundsysteme gesetzt.

Durch die Fusionierung mit der Zillertaler Kraftwerke AG verfügte die TIWAG 1934 erstmals über ein ihr monopolistisch zugeteiltes Versorgungsgebiet. Dieses Versorgungsgebiet wird bis heute durch die TIWAG bzw. die zur Entflechtung gegründete TINETZ versorgt. Die Kraftwerke im Zillertal sind hingegen nach dem Zweiten Weltkrieg abgegeben worden.

---

<sup>1</sup> Quellen: [www.tiwag.at](http://www.tiwag.at) und [wikipedia.org](http://wikipedia.org); aufgerufen am 8.Juni 2016



Zu Zeiten der nationalsozialistischen Besatzung wurden in Tirol zwei Großkraftwerke gebaut. Das Kraftwerk Kirchbichl, welches bis heute im Eigentum der TIWAG verblieben ist, und das Kraftwerk Funsingau in Gerlos, welches durch das zweite Verstaatlichungsgesetz abzutreten war. Durch diese Abtretung konnten alle Aktien an das Land Tirol übereignet werden.

In den folgenden Jahrzehnten wurde (circa) je Dekade ein Großkraftwerk eröffnet. Seit den 2000er Jahren lassen große Neubauten allerdings auf sich warten. Durch das Grenzkraftwerk Inn (kurz GKI) wird voraussichtlich 2018 erstmals seit langer Zeit ein großes Kraftwerk in Tirol in Betrieb genommen.

Im Verstaatlichungsgesetz wurde der TIWAG als Landesgesellschaft aufgetragen für die Allgemeinversorgung im Bundesland Tirol zu sorgen. Dieser Grundsatz ist als „Versorgungsauftrag“ bis heute verbindlich in Kraft.

Durch den EU-Beitritt Österreichs 1995 und die von der EU verfassten Richtlinien bzw. den daraus resultierenden nationalen Gesetzgebungen wurde die Liberalisierung des Strommarktes ab den 2000er-Jahren eingeleitet. Der bedeutendste Eingriff in den Geschäftsalltag der TIWAG war der, dass der geographisch monopolistisch zugeordnete Netzbetreiber nicht weiter dem Energielieferanten gleich sein durfte. Daher wurde den Liberalisierungsvorgaben entsprechend die TINETZ – Tiroler Netze GmbH (vormals TINETZ – Stromnetz Tirol AG, wiederum vormals TIWAG-Netz AG) mit den Aufgaben der Energieverteilung betraut.

Da sich nach den Vorgaben der Europäischen Union Infrastruktur nur bedingt liberalisieren lässt, unterliegen die Betreiber diverser Infrastruktureinrichtungen einer staatlichen Regulierung.

Zu diesen Betreibern gehören zum Beispiel Schienennetzbetreiber, die Verteilung von Heiz- & Treibstoffen, teils Verkehrsbetriebe und Strom- & Gasnetzbetreiber. In Österreich wurden alle Agenden, welche die staatliche Regulierung des Energiesektors betreffen, in die Energie Control Austria GmbH ausgelagert. Diese Gesellschaft hat sowohl die Erstellung von Regelwerken (zum Beispiel das Technisch-organisatorische Regelwerk, die TOR) als auch die Schiedsgerichtsbarkeit über.

Aufgrund der Monopolstellung der Netzbetreiber wurden vom Bundesministerium für Wirtschaft bzw. der E-Control zur Umsetzung diverser EU-Richtlinien verlangt, die Verteilung elektrischer Energie in eigenständige Unternehmen auszulagern. Nach österreichischer Regelung haben alle Versorgungsbetriebe ab 100.000 versorgten Zählpunkten eine solche separate Gesellschaft, nur für die Belange des Netzes zuständig, ins Leben zu rufen.

Aufgrund dieser regulatorischen Vorgaben wurden die Kerntätigkeiten des ehemaligen Geschäftsbereichs Netz der TIWAG im Zuge von Umstrukturierungen in die TINETZ – Tiroler Netze GmbH ausgelagert. Die TINETZ – Tiroler Netze GmbH ist eine 100%-ige Tochter der TIWAG – Tiroler Wasserkraft AG. Ausgenommen einiger Schlüsselfunktionen, welche von Gesetzes wegen direkt besetzt werden müssen, sind alle Arbeiter und Angestellte der TINETZ bei der TIWAG beschäftigt und mittels einer Überlassungsvereinbarung an TINETZ abgetreten.

Nach 90-jähriger Geschichte steht die TINETZ – Tiroler Netze GmbH heute unter dem Motto: „Wir setzen uns mit unseren Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern dafür ein, dass in Tirol das Licht nicht ausgeht.“<sup>2</sup>



Abbildung 4 Logo TINETZ



Abbildung 5 Logo TIWAG

### Internetauftritt

TINETZ – Tiroler Netze GmbH: [www.tinetz.at](http://www.tinetz.at)

TIWAG – Tiroler Wasserkraft AG: [www.tiroler-wasserkraft.at](http://www.tiroler-wasserkraft.at)

---

<sup>2</sup> Quelle: Webseite [www.tinetz.at](http://www.tinetz.at) aufgerufen am 8.Juni 2016

# 1 Einleitung

Die Ihnen hier vorliegende Arbeit dient dem Abschluss des Studiums des Wirtschaftsingenieurwesens. Zu untersuchen ist die Möglichkeit, in einem fiktiven Mittelspannungsnetz mit bestehenden Erzeugungsanlagen weitere Energie aus Wasserkraft zu übernehmen. Auf Basis des methodischen Vorgehens wissenschaftlicher Arbeiten sollen in einem allgemeinen Teil die Aufgabe und die Zielsetzung und nachfolgend die Grundlagen erläutert werden. Im praktischen Teil wird das Netz auf Tauglichkeit geprüft und es werden verschiedene Varianten der Ertüchtigung aufgestellt und bewertet. Die Bewertungskriterien sind sowohl technischer als auch wirtschaftlich / organisatorischer Natur. Zum Schluss soll durch eine etablierte Methodik die optimal geeignete Variante gekürt und diese zur Umsetzung empfohlen werden.

Da die Realisierung von Großkraftwerken als äußerst schwierig und aufwändig zu bezeichnen ist, wird der Fokus in Österreich und im Rest der Europäischen Union vermehrt auf Kleinwasserkraft gesetzt.<sup>3</sup> Im Nachfolgenden wird der Anschluss einer solchen Anlage an das öffentliche Stromnetz untersucht und bewertet.

Wie bereits im Vorwort erwähnt, besteht das Stromnetz aus Komponenten und Strukturen verschiedenster Epochen. Daher ist das verwendete Modell mit einem mit 10 kV betriebenen Teilstück besonders repräsentativ und praxisnahe. Der Steigerung der Übersichtlichkeit und Nachvollziehbarkeit sind ein paar Vereinfachungen zuzuschreiben. So wird die gesamte Leistung – sei es Verbrauch oder dezentral erzeugte Energie, beispielsweise aus Photovoltaik – abgesehen von den größeren Erzeugungsanlagen – einerseits eine Bestandsanlage andererseits die neue Anlage – auf Durchschnittswerte reduziert und im Netz „fein verteilt“. Es wird vorausgesetzt, dass die anderen Netzebenen ebenfalls beurteilt wurden und diesen Anforderungen entsprechen.<sup>4</sup>

---

<sup>3</sup> Eine Grenze für Kleinwasserkraft ist nicht eindeutig geregelt / normiert. In Europa – insbesondere in Mitteleuropa – gelten Anlagen bis zu einer Engpassleistung von 10 MW als Kleinwasserkraft. In Anlehnung an <http://www.oem-ag.at/de/foerderung/wasserkraft/>, verfügbar am 7.Juni 2016

<sup>4</sup> In Anlehnung an Werth, Torsten: „Netzberechnung mit Erzeugungsprofilen – Grundlagen, Berechnung, Anwendung“ 2016 im Springer Fachmedien Verlag in Wiesbaden erschienen, Seite 12

Da die Arbeit als Abschlussarbeit eines berufsbegleitenden Studiums zu verstehen ist, werden gewisse Werte, Ausdrucksweisen und Kenngrößen aus der Praxis übernommen. Darunter fällt beispielsweise auch die wissenschaftlich nicht korrekte Aussprache „erzeugte Energie“; wohl wissend, dass Energie nicht erzeugt sondern lediglich umgewandelt werden kann. Gleiches gilt für die „komplexen Widerstände“, bei denen es sich nicht um komplizierte Widerstände sondern um Widerstandswerte abgebildet als komplexe Zahl handelt oder beim Lastfluss der allenfalls den Stromfluss nicht aber den Fluss der Lasten berechnet.

Durch diesen Hintergrund lässt sich auch die Tatsache erklären, dass das Netzmodell mit 25 kV betrieben wird. Diese für den Betrieb von Mittelspannungsverteilnetzen wohl etwas exotische Spannung liegt historisch im Betrieb des Tiroler Stromnetzes begründet und wurde aus Gründen der Gewohnheit, leichter Ab-schätzbarkeit, existenter Vorlagen etc. nicht abgeändert. Dadurch begründet sich auch die Schreibweise 25(30) kV, die nachfolgend öfter zu lesen sein wird. Mit dieser Schreibweise soll vermittelt werden, dass die für 30 kV isolierten Komponenten, wie beispielsweise Schaltanlagen, Kabel etc., mit 25 kV betrieben werden.

Nicht zu den Zielen der Arbeit sollen über den verständnisbildenden notwendigen Umfang hinausgehende Grundlagen, wie beispielsweise die Grundlagen der Lastflussrechnung oder die Erläuterung nicht verwendeter Entscheidungsmethoden, sein. Die Ziele der Arbeit schließen mit der Variantenempfehlung ab; ein Umsetzungsprojekt ist aufgrund der fiktiven Modellannahmen nicht Teil der Arbeit.

## 1.1 Aufgabenstellung

Ausgehend von einer fiktiven Bestandsanlage wird die Integration weiterer dezentral erzeugter elektrischer Energie in das Mittelspannungsnetz untersucht. Da die Beurteilung auf Netzurückwirkungen im Bestandsnetz Grenzwertverletzungen aufzeigt, ist die bestehende Anlage zu adaptieren, um dem Wunsch des Anschlusswerbers entsprechen zu können. Da sich angesichts der unmittelbaren Problemlösung und zukünftig weiterführender Problemstellungen mehr als nur eine Variante zur Verbesserung anbietet, sind diese Varianten möglichst objektiv auf Tauglichkeit zu prüfen.

Ziel der Arbeit ist die Ermittlung eines langfristig optimalen Ausbaukonzeptes. Dieses Optimum wird sowohl durch technische als auch wirtschaftlich / organisatorische Parameter bestimmt. Um ein solches Optimum zu finden, sind die verschiedenartigen Parameter in möglichst nachvollziehbarer und objektiver Weise gegenüber zu stellen. Die als optimal befundene Variante wird zum Schluss zur Lösung des Problems empfohlen.

Um der aufgrund ihres Umfangs unübersichtliche Aufgabenstellung erfolgreich nachkommen zu können, ist es notwendig, Maßnahmen der Komplexitätsminderung, wo diese sinnvoll angewandt werden können, ohne das Ergebnis zu verfälschen, zu betreiben. So werden beispielsweise Effekte, welche ihren Einfluss im gleichen Maße auf alle Varianten beschreiben, vernachlässigt, da diese sich in der Bewertung ohnedies „herauskürzen“ würden.

Wie bereits eingangs beschrieben, soll diese Arbeit Methoden zweier wissenschaftlicher Disziplinen kombinieren. Einerseits findet die Bewertung der technischen Kriterien unter der besonderen Berücksichtigung der Ergebnisse der Lastflussberechnung, wie beispielsweise der Spannungsänderung, statt. Andererseits werden neben den technischen Aspekten wirtschaftlich / organisatorische Kriterien Einfluss auf die Variantenempfehlung ausüben. Die Ergebnisse beider Themengebiete sollen durch Entscheidungsmethoden vergleichbar und wiederum unter besonderer Berücksichtigung des Punktbewertungsmodells abgeglichen werden. Oberste einzuhaltende Ziele sind dabei ein objektivierter Vergleich und eine nachvollziehbare Bewertung des Sachverhalts.

Es soll gezeigt werden, dass die komplexen technischen und die wirtschaftlich / organisatorischen Kriterien auf Augenhöhe in Vergleich gebracht werden können. Ziel soll es sein eine möglichst optimale Variante zu definieren.

## 1.2 Problemanalyse

Die elektrotechnische Herausforderung bei der Beurteilung von Erzeugungsanlagen auf Verträglichkeit mit den Kriterien des öffentlichen Netzes, welche die Aufgabenstellung fordert, liegt – zumindest bei ländlich geprägten Netzen – nicht in der Strombelastbarkeit der Komponenten. Vielmehr zählt die sogenannte Spannungshaltung zu den großen Hürden im Betrieb öffentlicher Stromnetze mit dezentral erzeugter Energie. Da Kunden der monopolistisch zugeordneten öffentlichen Stromnetze Anspruch auf normativ festgelegte Güte des Produktes Strom zugesprochen wird, sind die vorgegebenen Grenzwerte strikt einzuhalten. Deren Einhaltung ist regelmäßig und im Beschwerdefall zu überprüfen.

Die Netzbetreiber müssen ihrer Monopolstellung geschuldet jährlich technische und wirtschaftliche Kennzahlen an die Regulierungsbehörde übermitteln. Diese setzt anhand der getätigten Investitionen und Instandhaltungen den Netztarif fest. Werden über das von der Behörde akzeptierte Maß Projekte realisiert, können diese wiederum von der Regulierungsbehörde aus den Tarifen herauskalkuliert werden. Dieses Problem betrifft konkret auch die im Netzmodell verwendete zweite Mittelspannungsebene, welche mit 10 kV betrieben wird und deren Ersatz durch effizienzsteigernde Maßnahmen somit zu begrüßen ist.

Daher hat diese Untersuchung zu berücksichtigen, dass eine Problemlösung sowohl technisch, wirtschaftlich als auch organisatorisch zu bewerten ist. Daher sind diese, nicht direkt verknüpfbaren, Aspekte mit dafür geeigneten Methoden der Bewertung miteinander so zu kombinieren, dass gesamthaft (d.h. technisch, wirtschaftlich und organisatorisch) ein Optimum resultiert. Um den beschriebenen Aufgaben aus Kapitel 1.1 und den sich ergebenden Herausforderungen bestmöglich zu entsprechen, werden folgende Entscheidungskriterien bewertet.

### **Kosten**

Wie bei allen in der Wirtschaft tätigen Unternehmungen üblich, sind die Projektkosten ein wichtiges Entscheidungskriterium. In die Bewertung fließen anhand bereits realisierter Projekte geschätzte Vergleichskosten ein. Bei den Projektkosten wird lediglich der Investitions-Kostenanteil des vom Netzbetreiber zu errichtenden Projektteils bewertet. Laufende Kosten im Betrieb werden über andere Entscheidungskriterien abgebildet. Kosten des Anschlusswerbers werden nicht

bewertet.

### **Spannungsänderung**

In der gegenständlichen Problemstellung stellt die Belastung der Leitungsanlagen keine begrenzende Rolle dar. Daher wird die relative Spannungsänderung als bedeutsamste technische Beurteilungsgröße im Punktbewertungsmodell bewertet. Gemäß den geltenden Regeln der Technik wird der kritischste Punkt im Netz als worst-case beurteilt.

Auf die Bewertung des Winterlastgangs wird bewusst verzichtet. Dieser ist für die Integration von Erzeugungsanlagen nicht von Bedeutung.

### **Umsetzbarkeit**

Bei dem Vergleich fiktiver, in der Praxis nicht näher auf die Realisierbarkeit geprüfter Varianten hat zumindest die Einschätzung der Möglichkeit einer tatsächlichen Umsetzung als Entscheidungskriterium im Bewertungsmodell eine entsprechende Daseinsberechtigung, welche es zu bewerten gilt.

### **Effizienz**

Den Netzbetreibern wird aufgrund der Monopolstellung seitens des Gesetzgebers, vertreten durch die Regulierungsbehörde, laufend steigende Effizienz verordnet. Diese Effizienzsteigerung wird bei den Kosten, beim Personalstand etc. gefordert. Momentan sind technische Effizienzsteigerungen – wie beispielsweise das Senken der Verluste oder die Reduktion der Nichtverfügbarkeitsdauer – bzw. Sanktionen im Regulierungsprogramm nicht vorgesehen. Um diesen in der Zukunft zu erwartenden Forderungen zu entsprechen und Strafzahlungen vorzubeugen, findet in der Bewertung des Netzmodells eine entsprechende Würdigung der Effizienz statt. Anhand der in der Lastflussberechnung errechneten Verlustleistungen werden die Varianten mit quantifizierten Werten in Vergleich gebracht.

## **Abwicklung**

In dieser Bewertungskategorie wird bewertet, ob bei der Abwicklung der vorgesehenen Maßnahmen lange Abschaltungen, teure Provisorien oder dergleichen zu erwarten sind. Varianten, bei denen neue Anlagenteile unabhängig vom Altbestand errichtet werden können, ohne diese Bestandsanlagen manipulieren zu müssen, schneiden in dieser Kategorie besonders positiv ab.

## **Langfristige Verbesserungen im Netz**

Um mit der unmittelbar notwendigen Problemlösung auf lange Sicht möglichst nachhaltig zu wirtschaften, werden nachfolgende Punkte unter dem Titel „langfristige Verbesserungen im Netz“ in die Bewertung einfließen. Es werden folgende Kriterien bewertet.

- Reserven  
Leistungsreserve nach erfolgter Verstärkung, ermittelt anhand der limitierenden technischen Grenzwerte.
- Instandhaltung  
Bewertung der zu erwartende Instandhaltungsaufwendungen.
- Störungen  
Abschätzung der zu erwartenden Störungen.
- Netzstruktur  
Bewertung der Netzstruktur nach erfolgter Adaption.

Diese Punkte werden jeweils bewertet und zur Steigerung der Übersichtlichkeit im System der Nutzwertanalyse als eine Gruppe zusammengefasst dargestellt.



## 2 Grundlagen

Bei der Erzeugung elektrischer Energie handelt es sich bezüglich des physikalischen Vorganges um die Umwandlung von potenzieller Energie in elektrische Energie. Ausgenutzt werden der Druck, der aus der Höhe der Wassersäule resultiert, und die Durchflussmenge des genutzten Gewässers. Über Turbinen wird die mechanische Energie mittels einer Welle zum Generator übertragen. Im Generator findet die eigentliche Energieumwandlung statt. Vor der Übergabe in das öffentliche Stromnetz wird – sofern nicht bereits durch den Generator korrekt vorgegeben – die am Verknüpfungspunkt vereinbarte Spannung durch die Verwendung von Transformatoren eingestellt.

Schwerpunkt der nachfolgenden Betrachtung soll die Übernahme der elektrischen Energie im Stromnetz sein. Gemäß der Themenabgrenzung im Einleitungsteil wird der Fokus der Grundlagen auf den zu wertenden technischen und wirtschaftlich / organisatorischen Gesichtspunkten eines Stromnetzbetreibers liegen.

Seit der Öffnung und Liberalisierung des Strom- und Energiemarktes durch die Europäische Union wurde das Produkt Strom zu einem dem freien Warenverkehr unterliegenden Konsumgut. Es wird vorgegeben, dass jedem Konsument dieses Gutes ein Recht auf Versorgung mit Elektrizität zusteht. Diese Versorgung bzw. der Verbrauch des Stroms wird mit einer bestimmten Qualität zu leicht vergleichbaren Preisen vorausgesetzt.<sup>5</sup>

Zum Zweck der Erlangung einer europaweit einheitlichen Produktgüte erließ die CEN/CENELEC – das europäische Normungsinstitut – die im europäischen Raum geltende Europannorm 50160 mit dem deutschen Titel „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“. Diese Norm ist als ÖVE/ÖNORM EN 50160 mit der aktuellen Ausgabe 2011-03-01 auf nationaler Ebene in Kraft. Kernaussage der Norm ist, dass ab dem Stichtag 1. Jänner 2009<sup>6</sup> die Spannung

---

<sup>5</sup> In Anlehnung an die Europäische Union: „Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG“, 2009 in Brüssel erschienen, Absatz 1ff im Speziellen Absatz 45 ab Seite 2ff, verfügbar über <https://www.e-control.at/recht/europarecht>, aufgerufen am 9. Juni 2016

<sup>6</sup> In Anlehnung an die ÖVE/ÖNORM EN 50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“, nicht mehr gültige Version 2005-05-01, Seite 5  
Bemerkung: Der Grenzwert von  $\pm 10\%$  galt bis inklusive 1995 und wurden während einer Übergangsfrist bei der europäischen Harmonisierung auf  $U_N = 230 / 400\text{ V}$  bis Ende 2008 ausgesetzt.

am Verknüpfungspunkt aller Netzkunden  $\pm 10\%$  der Nennspannung betragen soll. Dazu müssen 95 % aller beliebig gemessenen

10-Minuten-Mittelwerte  $\pm 10\%$  der Nennspannung bzw. der vereinbarten Spannung einhalten. 100 % aller 10-Minuten-Mittelwerte müssen  $+10\%$  /  $-15\%$  der Nennspannung bzw. der vereinbarten Spannung einhalten.<sup>7</sup>

Um diesen Anforderungen im täglichen Betrieb nachkommen zu können, werden die  $\pm 10\%$   $U_N$  exakt aufgeschlüsselt. Diese detaillierte Aufstellung, das so genannte Spannungsband, kann von jedem Betreiber – im Rahmen aller gültigen Vorgaben – individuell und auf die jeweiligen Anforderungen angepasst eingeteilt werden. Das für die gegenständlich durchzuführenden Berechnungen verwendete beispielhafte Modell wird nachfolgend beschrieben und erläutert.

Aufgesetzt auf die Forderungen der Europeanorm wurden von der österreichischen Regulierungsbehörde, welche in die E-Control ausgelagert wurde, ein umfassendes Regelwerk geknüpft, um den Forderungen auf nationaler Ebene gerecht zu werden. Diese „Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen“ (kurz TOR) unterteilen sich wiederum in mehrere Hauptabschnitte, welche Definitionen für Netze  $> 110\text{ kV}$ , für die Beurteilung von Netzurückwirkungen oder aber auch Technische Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen und Begrenzung ihrer Auswirkungen etc. vorgeben. Es unterliegen sowohl die technische als auch die wirtschaftlich / organisatorische Beurteilung diverser Agenden in öffentlichen Stromnetzen den in den TOR beschriebenen Punkten.<sup>8</sup>

---

<sup>7</sup> In Anlehnung an die ÖVE/ÖNORM EN 50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“, Version 2011-03-01 gültig zum 10. Mai 2016, Seite 13ff

<sup>8</sup> In Anlehnung an die TOR „Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen“ insbesondere Teil A „Allgemeines, Begriffsbestimmungen, Quellenverweis“ Version 1.8 (2011), Seite 3 gültig zum 4. Mai 2016

## 2.1 Technische Grundlagen

Die nachfolgenden technischen Grundlagen dienen zur Verständnisbildung für die Ursache der gestellten Herausforderungen. Nachfolgend werden die elektrotechnischen Phänomene und deren Auswirkung erklärt. Auf die in der Wechselstromtechnik anzuwendenden Grundlagen, auf deren elementare Erklärung gemäß der Themenabgrenzung verzichtet wird, aufbauend soll deren Einfluss auf die in der Energietechnik maßgeblichen Effekte verständlich beschrieben werden.

### Elektrotechnische Grundlagen zur Spannungsänderung<sup>9</sup>

Leitungsanlagen sind im Sinne der allgemeinen elektrotechnischen Grundlagen als Widerstände zu interpretieren. Diese setzen sich aus mehreren einzelnen Komponenten zu einem komplexen Widerstand  $Z_L$  zusammen. Die meisten Komponenten sind temperaturabhängig und werden daher üblicherweise für 20 °C angegeben. Für abweichende Betriebszustände – beispielsweise bei starker Auslastung einzelner Komponenten – können diese Kennwerte abweichen und sind im konkreten Anwendungsfall speziell umzurechnen.

Bei den Widerstandswerten sind relative und absolute Werte zu unterscheiden. Die relativen Widerstandswerte sind zumeist den Datenblättern der Hersteller zu entnehmen. Sie beziehen sich auf den entsprechenden Widerstand (üblicherweise) je Kilometer verwendeter Leitungskomponente. Diese Werte werden mit einem Apostroph gekennzeichnet und sind für die Berechnung an sich wenig hilfreich. Durch das Multiplizieren mit der Länge des zu berechnenden Leitungsabschnitts ergibt sich der absolute Widerstand, der in die Formeln der Berechnung einzusetzen ist.

Eine elektrische Leitung setzt sich aus mehreren solcher Widerstände zusammen. Da diese teils Ohm'sch, teils induktiv und teils kapazitiv sind, ergibt sich aus dem Ersatzschaltbild ein komplexer Gesamtwiderstand für jedes Leitungsstück. Dieser komplexe Widerstand setzt sich aus folgenden Einzelkomponenten zusammen:

---

<sup>9</sup> In Anlehnung an Pläßmann, Wilfried; Schulz, Detlef: „Handbuch Elektrotechnik – Grundlagen und Anwendungen für Elektrotechniker“, 2009 im Verlag Vieweg+Teubner | GWV Fachverlage GmbH in Wiesbaden erschienen, Seite 950ff

- Ohm'scher Widerstand  $R_L$  (oder  $R / R'$ )  
Der rein Ohm'sche Anteil der Leitungsanlage entspricht der Energie, welche in thermische Abwärme umgewandelt wird. Diese Verlustleistung hängt im Wesentlichen vom Leitungsquerschnitt und vom durchfließenden Strom ab.
- Induktiver Leitungsbelag  $X_L$  (oder  $L / L'$ )  
Der induktive Anteil des Gesamtwiderstandes resultiert aus der verwendeten Leitungstypen und durch die geometrische Anordnung der Leiter.
- Isolationsverluste  $R_I$  (oder  $G / G'$ )  
Zwischen Hin- und Rückleiter, also zwischen Außenleiter und Schirm / Erde bzw. PEN-Leiter, fallen ebenfalls Verluste an. Diese sind als Verluste des als Dielektrikum wirkenden Isolationskörpers zu verstehen.
- Kapazität  $X_C$  (oder  $C / C'$ )  
Beschreibt die zwischen den Außenleitern und zwischen den Außenleitern und geerdeten Elementen – wie beispielsweise Masten, Begleiterder und dem Erdreich – auftretenden kapazitiven Komponenten gegen Erde.

In der Praxis finden für diese relevanten Ersatzwiderstände Mittelwerte Anwendung. Diese erklären sich durch Chargen- und Materialschwankungen, verschiedene Herstellmaterialien und abweichende Verarbeitungsmethoden verschiedener Anbieter. Üblicherweise werden je geordneter Charge Proben des bereits hergestellten Materials an eine Prüfanstalt übersandt und auf die Einhaltung technisch notwendiger Mindestanforderungen überprüft.

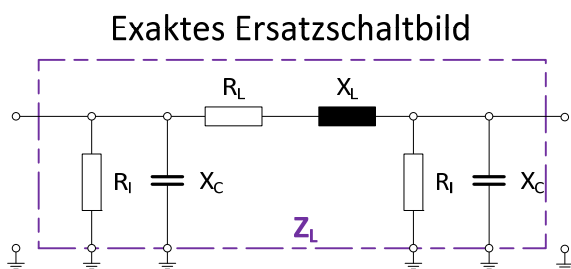


Abbildung 6 Exaktes einpoliges Leitungsersatzschaltbild<sup>10</sup>

<sup>10</sup> Eigene Darstellung in Anlehnung an Flosdorff, Rene; Hilgarth, Günther: „Elektrische Energieverteilung“ 6. Auflage 1994 im B.G. Teubner Verlag in Stuttgart erschienen, Seite 54ff

Der Einfachheit halber wird für die Berechnungen von homogenen Leitermaterialien ausgegangen. Das bedeutet, dass die elektrotechnischen Kennwerte für die gesamte Länge der Leitung als konstant angenommen werden. Des Weiteren werden zur Komplexitätsminderung die streng genommen zweimal – nämlich am Beginn und am Ende der Leitung – anfallenden Isolations- und Kapazitätsverluste lediglich als ein Ersatzwiderstand mit doppeltem Widerstandswert angenommen.

### Vereinfachtes Ersatzschaltbild

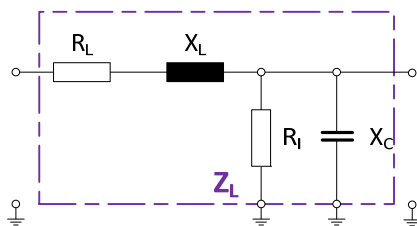


Abbildung 7 Vereinfachtes einpoliges Leitungersatzschaltbild<sup>11</sup>

Zur manuellen Lastflussberechnung wurde in der Vergangenheit ein weiterer Schritt der Vereinfachung durchgeführt. Hierbei handelt es sich um die vollständige Vernachlässigung der Isolationsverluste und der Leitungskapazitäten. Dieser Schritt ist insbesondere bei der Anwendung an kurzen Leitungslängen und einphasigen Systemen nach wie vor üblich, obwohl diese Vereinfachung seit der Berechnung mittels EDV als überholt angesehen werden kann.

### Stark vereinfachtes Ersatzschaltbild

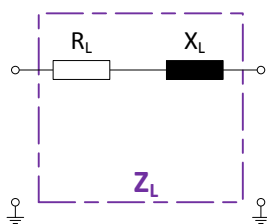


Abbildung 8 Stark vereinfachtes einpoliges Leitungersatzschaltbild<sup>12</sup>

<sup>11</sup> Eigene Darstellung in Anlehnung an Flosdorff, Rene; Hilgarth, Günther, a. a. O., Seite 54ff

<sup>12</sup> Eigene Darstellung in Anlehnung an Flosdorff, Rene; Hilgarth, Günther, a. a. O., Seite 54ff

Leitungsanlagen weisen als eine der wesentlichsten elektrotechnischen Eigenschaften die Strombelastbarkeit auf. Diese definiert sich durch einen thermischen Grenzstrom. Ab diesem Strom sind die im Leiter anfallenden Verluste so groß, dass die Erwärmung des Leiters eine kritische vom Material abhängige Temperatur erreicht und diese Temperatur nicht vom umgebenden Medium aufgenommen werden kann. Die thermische Strombelastbarkeit ist je Art der Verlegung der Leitungsanlage unterschiedlich und auf den kritischsten Punkt – also jenen mit der maximalen Erwärmung – zu beurteilen.

Bei elektrischen Versorgungsnetzen – abgesehen der Versorgung von leistungintensiven Stadt- und Industriegebieten – werden die thermischen Grenzen der gängigen Leitungsanlagen nur in seltenen Fällen vollständig ausgereizt. Vielmehr begrenzt diese Versorgungssysteme die über den Leiter abfallende Spannung.

Über die induktiven, kapazitiven und Ohm'schen Widerstände ergibt sich ein komplexer Summenwiderstand  $Z_L$ . Aus diesem ergibt sich eine Scheinleistung, welche sich aus kapazitiven bzw. induktiven Blindleistungskomponenten und der Ohm'schen Wirkleistungskomponente zusammensetzt. Diese können über die Formel  $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$  in Bezug gebracht werden.

Fließt elektrischer Strom durch eine Leitung, entspricht dies dem Stromfluss durch den komplexen elektrischen Widerstand  $Z_L$ . Dieser Strom wird über die Summe der beiden Widerstände  $Z_g = Z_L + Z_V$  bestimmt und durch das Verhältnis  $I = \frac{U_1}{Z_g}$  definiert. Über den Leitungswiderstand  $Z_L$  fallen dabei die auftretenden Leistungsverluste an. Diese begründen in einpoliger Betrachtung einen Spannungsabfall von  $\Delta u_L = Z_L \cdot I$  am komplexen Ersatzwiderstand der Leitung.

Bem.: Bei dreipoliger Betrachtung ist gemäß den Grundlagen der Drehstromtechnik der verkettete Spannungswert und der Faktor  $\sqrt{3}$  anzuwenden.

Diese beiden Kriterien werden mittels der Lastflussberechnung beurteilt. Zur Lastflussberechnung, welche die Spannungswerte je Knoten und die Strombelastung je Leitungsabschnitt als Ergebnis wiedergibt, muss zu Beginn ein Startwert definiert werden. An diesem Punkt, dem so genannten Slack-Knoten, wird angenommen, dass die Knotenspannung konstant ist und überschüssige Leistungs- und Energieflüsse aus dem berechneten Leitungsmodell in beide Wirk- und Blindleistungsflussrichtungen übernommen werden können. Dieser Knoten wird symbolisch mit einem schraffierten Quadrat dargestellt.<sup>13</sup>

---

<sup>13</sup> In Anlehnung an Werth, Torsten: a. a. O., Seite 15ff

Im Verbrauchsfall – sprich dem Wirkleistungsfluss vom Netz zu einer Verbrauchsanlage – ergibt sich also (wie in Abbildung 9 erkennbar) ein Spannungsabfall  $\Delta u_L = Z_L \cdot I$  (wobei  $\Delta u_L > 0$ ) an  $Z_L$ . Dieser entsprechen den Leitungsverlusten

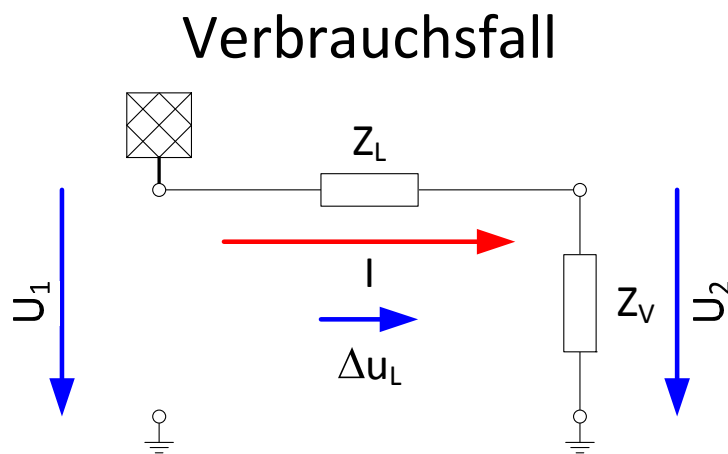


Abbildung 9 Einpoliges Ersatzschaltbild Verbrauchsfall<sup>14</sup>

Kehrt sich die Flussrichtung des Stromes um, ergibt sich ein ähnliches Bild. Wird in einem Netz mehr Leistung erzeugt als dort direkt wieder verbraucht wird, fließt diese aus dem Saldo errechnete Differenzleistung quasi retour zum vorgelagerten Netz. In diesem Fall, in dem sich die Umkehr des Scheinleistungsflusses ergeben hat, wirkt die Spannungsänderung nicht länger als Spannungsabfall, sondern als Spannungsanhebung.<sup>15</sup> Dies erklärt sich in der Notwendigkeit der Umkehr des Stromflusses, der vom höheren zum niedrigeren Potenzial fließt. Der Umkehrschluss, dass Strom nur in das Netz „zurückfließen“ kann, sofern die Spannung angehoben wird, ist somit zulässig und als notwendig anzusehen.

<sup>14</sup> Eigene Darstellung in Anlehnung an Flosdorff, Rene; Hilgarth, Günther, a. a. O., Seite 54ff

<sup>15</sup> In Anlehnung an Becker, Birger: „Interaktives Gebäude-Energiemanagement“, 2014 im KIT Scientific Publishing Verlag in Karlsruhe erschienen, Seite 25

## Erzeugungsfall

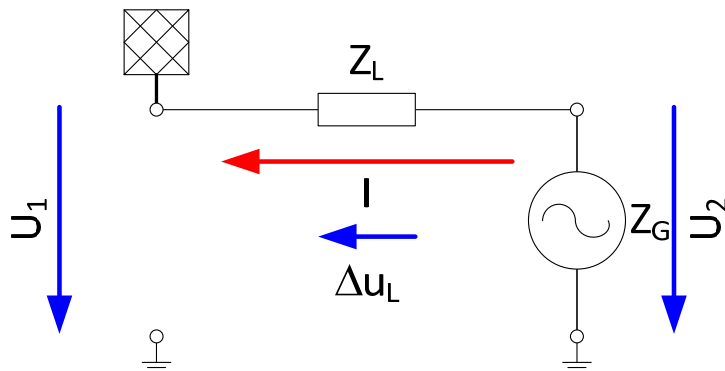


Abbildung 10 Einpoliges Ersatzschaltbild Erzeugungsfall<sup>16</sup>

Gibt es in einem Netz mehrere Erzeugungsanlagen, ergibt sich durch die Wechselwirkung dieser beiden Anlagen eine wesentlich kompliziertere Situation, welche nachfolgend für den Fall zweier Erzeugungsanlagen zu erklären versucht wird.

## Erzeugungsfall zweier Erzeugungsanlagen

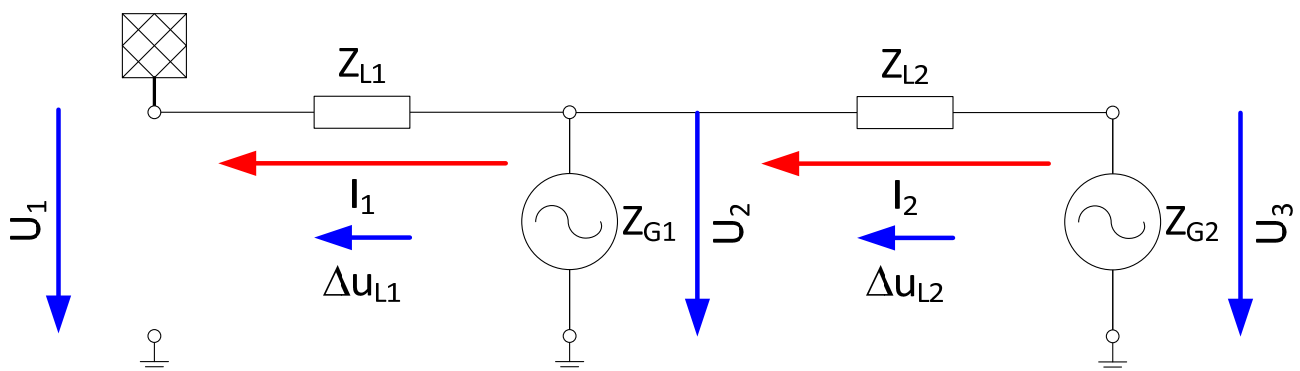


Abbildung 11 Einpoliges Ersatzschaltbild Erzeugungsfall zweier Erzeugungsanlagen<sup>17</sup>

<sup>16</sup> Eigene Darstellung in Anlehnung an Flosdorff, Rene; Hilgarth, Günther, a. a. O., Seite 54ff

<sup>17</sup> Eigene Darstellung in Anlehnung an Flosdorff, Rene; Hilgarth, Günther, a. a. O., Seite 54ff



Erzeugungsanlage 1 verursacht durch den Strom, der durch den komplexen Leitungswiderstand  $Z_{L1}$  fließt, einen Spannungshub ( $U_2 > U_1$ ;  $\Delta u_{L1} > 0$ ). Die zweite Erzeugungsanlage, welche an anderer Stelle in dasselbe Netz speist, begründet durch den fließenden Strom wiederum einen Spannungshub an  $Z_{L2}$  ( $U_3 > U_2 > U_1$ ;  $\Delta u_{L2} \& \Delta u_{L1} > 0$ ) und erhöht zusätzlich durch das Vergrößern des Stromes  $I_1$ , der durch  $Z_{L1}$  fließt, den dort bereits existierenden Spannungshub. Das bedeutet,  $U_2$  vergrößert sich über das Maß der Erzeugungsanlage 1 hinaus. Der größte Spannungshub ist am Verknüpfungspunkt der Erzeugungsanlage 2 ( $\Delta u_{L1} + \Delta u_{L2} > 0$ ).

Die Beurteilung von Erzeugungsanlagen bezüglich der Netzzrückwirkungen erfolgt auf alle Kategorien von Netzzrückwirkungen. Im Regelfall sind die Rückwirkungen bezüglich der Spannungsänderung, welche vom umgekehrten Lastfluss der Erzeugungsanlage resultieren, ausschlaggebend. Aufgrund des geringeren Grenzwerts ist die Spannungsanhebung besonders kritisch und im Einzelfall mittels Lastflussberechnung detailliert zu beurteilen. Dabei handelt es sich um eine mehrstufige Beurteilung. Zu beurteilen ist, ob die Spannungsanhebung am Verknüpfungspunkt, die übertragene Spannungsanhebung an der Transformatorschiene, die gesamte Spannungsanhebung an der Transformatorschiene und die Spannungsanhebung durch die Gesamtheit aller Erzeugungsanlagen resultierend in beliebigen Verknüpfungspunkten dem zulässigen Maximum entspricht. Diese Spannungsanhebung ist im Sinne des Beurteilungsschema der Spannungsänderung aus der Differenz (100 % Erzeugung und 0 % Erzeugung) zu berechnen.<sup>18</sup>

Wie am vorangehenden Beispiel erkenntlich, sind für die Netzberechnung und die Einhaltung der damit verbundenen Grenzwerte lediglich die Werte der Spannung, des Stromes und der daraus resultierenden Leistungen von Interesse. Der Einfluss der zeitlichen Komponente – sprich der erzeugten Energie – ist für die Auslegung der Netze aufgrund der worst-case-Betrachtung nicht bedeutend. Es gilt, den Zusammenhang der verschiedenen Leistungsarten zu beachten. So können Induktivität und Kapazität nur Einfluss auf den Blindstrom bzw. die Blindleistung ausüben; Ohm'sche Widerstände ergeben Wirkströme bzw. Wirkleistungen. Diese sind über den pythagoräischen Lehrsatz mittels  $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$  bzw. die trigonometrischen Zusammenhänge zu ermitteln. Der den Leiter durchfließende Strom steht lediglich mit der Scheinleistung in Zusammenhang. Die stromabhängigen Verluste, die die Spannung immer in Leistungsflussrichtung ändern, begründen den Spannungsabfall bzw. -hub (in der Gegenrichtung).

---

<sup>18</sup> In Anlehnung an die TOR Hauptabschnitt D2 „Richtlinie für die Beurteilung von Netzzrückwirkungen“ Version 2.2 2006 gültig zum 4. Mai 2016, Kapitel 9.2.2 Seite 97ff

## 2.2 Wirtschaftlich / organisatorische Grundlagen

Im regulierten Markt, in dem sich die österreichischen Netzbetreiber befinden, herrscht ein komplexes rechtliches Umfeld. Es soll auf die Grundlagen, welche zum Verständnis der vorliegenden Arbeit zwingend erforderlich sind, kurz eingegangen werden.

Entgegen den Netzbetreibern in Deutschland, welche durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz die Möglichkeit besitzen, den Anschluss von Anlagen, welche erneuerbare Energie produzieren, an einen anderen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt zu verlagern, besteht in Österreich der Anspruch des Kunden auf die unmittelbar technisch notwendige Mindestmaßnahme, welche sich durch die Netzzertüchtigung bis zum unmittelbar technisch möglichen Anschlusspunkt, an dem andere Kunden angeschlossen sind oder angeschlossen werden können, beschreibt.<sup>1920</sup>

Daraus ergibt sich die gängige Praxis, die Minimalvariante zu verrechnen und eine technisch sinnvolle Variante umzusetzen. Es werden daher im Nachfolgenden stets die für den Netzbetreiber anfallenden Projektkosten untersucht. Ein Fremdkostenanteil wird nicht berücksichtigt und nicht von den Projektkosten abgezogen.

Die für elektrische Anlagen allgemein gültige und daher auch bei Netzbetreibern zutreffende Kostenstruktur hat sich in den vergangenen Jahrzehnten stark verändert. Während in der Zeit nach dem Zweiten Weltkrieg Material für elektrische Anlagen – wie beispielsweise Kupferschienen, Schaltgeräte, Transformatoren etc. – unerschwinglich teuer und sogar von der Verwaltung der jeweiligen Besatzungszone zu genehmigen war, wurde die menschliche Arbeitskraft relativ günstig zur Verfügung gestellt. Daher wurden der Bau von Gebäuden, Schaltzellen und der Bau sämtlicher Leitungsanlagen in Eigenregie übernommen. Die begrenzt zur Verfügung stehenden Materialien wurden äußerst sparsam eingesetzt.

Im Laufe der Zeit hat sich dieses Blatt gewendet. Heutzutage sind die Arbeitsstunden qualifizierter Mitarbeiter wesentlich teurer; Materialien wurden dank Massenproduktion günstig und leicht verfügbar. Dieser Effekt führt so weit, dass heutzutage Umbaumaßnahmen an bestehenden Anlagenteilen teurer sein können als diese durch fabrikfertige Neuware am Stande der Technik zu ersetzen.

---

<sup>19</sup> In Anlehnung an das Erneuerbare-Energien-Gesetz (D) Stand 2014, gültig am 14. Juni 2016, §8 Anschluss, Seite 9f

<sup>20</sup> In Anlehnung an die TOR Teil A, a. a. O., Seite 61

## **Grundlagen des Entscheidungsmethoden**

Um Entscheidungen nachvollziehbar und strukturiert durchzuführen, werden systematische Entscheidungsmethoden verwendet. Grundlage des strukturierten Abhandelns ist es, die elementaren Bestandteile einer Entscheidung zu instrumentalisieren und die persönliche Komponente des Entscheidungsträgers so weit als möglich zu reduzieren.

### **Entscheidungen**<sup>21</sup>

Im Allgemeinen handelt es sich bei Entscheidungen um Situationen, in welchen aus mehreren Alternativen zu wählen ist. Dabei können Optionen bekannte aber möglicherweise auch unbekannte Ausprägungen annehmen. Im täglichen Alltag werden Entscheidungen in solchen Situationen zumeist mit wechselndem Erfolg ohne formal-theoretische Entscheidungsmethoden angewandt. So ergeben sich zwangsweise Gegebenheiten nach erfolgter Entscheidung, welche im Nachhinein als suboptimal einzustufen sind. Sei dies einem erweiterten Informationsstand, der Entwicklung über den zeitlichen Fortschritt, externen Beeinflussungen durch Adaptionen der umgebenden Außenwelt, der Erweiterung des Erfahrungsschatzes oder anderen Umständen geschuldet.

Im Planungsprozess, insbesondere bei Projekten<sup>22</sup>, besteht zu Beginn ein bestimmtes Maß an Ungewissheit. Im Gegensatz zu sich ident wiederholenden Maßnahmen, bei denen ein alter Plan wiederverwendet werden könnte und ingenieurmäßige Planung zu Beginn nicht zwingend erforderlich wäre, erfordern Projekte stets innovative Überlegungen von Beginn an. Das Vorhandensein von Unbekannten oder Informationsdefiziten erklärt sich durch die Einmaligkeit von Projekten, durch welche sich diese definieren. Bei Projekten sind daher je Handlungsalternative alle zu betrachtenden Kriterien zu beurteilen und samt aller Ausprägungen und/oder Ergebnisse zu dokumentieren.

---

<sup>21</sup> In Anlehnung an Tribus, Myron: „Planungs- und Entscheidungstheorie ingenieurwissenschaftlicher Probleme“, 1973 im Verlag Friedrich Vieweg + Sohn GmbH in Braunschweig erschienen, Seite 1ff

<sup>22</sup> Definition des Begriffs laut dem Deutschen Institut für Normung aus der DIN 69901-5:2009: Projekt: „Vorhaben, das im Wesentlichen durch die Einmaligkeit der Bedingungen in ihrer Gesamtheit gekennzeichnet ist wie z.B. Zielvorgabe, zeitliche, finanzielle, personelle und andere Begrenzungen; Abgrenzung gegenüber anderen Vorhaben; projektspezifische Organisation.“

### Rationalität und Subjektivität<sup>23</sup>

Ziel und Aufgabe der Planungs- und Entscheidungstheorien soll es sein, die zuvor beschriebenen Umstände durch Erweiterung des Informationsbereichs, Gegenüberstellung der Entscheidungsparameter und einen Vergleich, der die beste der betrachteten Alternativen auswählt, anzustellen. Hierbei gilt stets das Gebot der Rationalität zu Grunde zu legen. Bei den im späteren Verlauf dieser Arbeit durchgeführten Anwendungen bleibt stets im Auge zu behalten, dieses Gebot bestmöglich zu beachten und ein Abdriften zur Subjektivität zu verhindern oder zumindest auf ein verträgliches Maß zu reduzieren.

Unter dem Gesichtspunkt der Rationalität versteht man, dass Ergebnisse und/oder Entscheidungen vernünftigen Handelns und Denkens zugrunde liegen. Die Grundlagen dieser Entscheidungen sollten idealerweise nachvollziehbar und aus vernünftigen Gründen gewählt werden. Entgegen dieser ursprünglichen Definition wird gegenwärtig oft rationales Handeln diskutiert, wobei dabei eher die Wahl der Mittel zur Zielerreichung im Vordergrund steht.

Im Gegensatz zur Rationalität unterstellt die Subjektivität eine persönliche Komponente im Entscheidungsprozess oder im Handeln überhaupt. Der Begriff stammt aus dem Lateinischen und bedeutet wortwörtlich übersetzt „Unterworfenheit“. Eine exakte Definition des Begriffs bzw. der Eigenschaft ist nicht einheitlich verfügbar. Aktuell findet sich der Begriff hauptsächlich in den Sphären der Sozialwissenschaften und der Philosophie wieder.<sup>24</sup>

Generell gilt, dass eine Entscheidung nur frei von Subjektivität sein kann, sofern die Kriterien mit quantitativ messbaren Fakten vergleichbar sind. Bei schwer bzw. nicht quantifizierbaren Aspekten wird häufig eine Reihung vorgenommen. Je weniger nachvollziehbar diese Versuche einer Quantifizierbarkeit werden, desto eher wird vom Vergleich weicher Daten bis hin zur qualitativen Beurteilung gesprochen.<sup>25</sup> Daher sind diese Reihungen, mit Argumenten versehen, zu erläutern.

---

<sup>23</sup> In Anlehnung an <http://www.daswirtschaftslexikon.com/d/rationalit%C3%A4t/rationalit%C3%A4t.htm#RATI1024L40>, aufgerufen am 10. Dezember 2015

<sup>24</sup> In Anlehnung an Böhnisch, Lothar: „Sozialpädagogik der Lebensalter“; 2012 im Juventa-Verlag in Weinheim erschienen

<sup>25</sup> In Anlehnung an Fleßa, Steffen: „Planen und Entscheiden in Beruf und Alltag“, 2010 im Oldenbourg Wissenschaftsverlag in München erschienen, Seite 22ff

### Eigenschaften von Entscheidungen

Entscheidungen zeichnen sich durch mehrere abzuwägende (teilweise einander ausschließende) Optionen aus. Dazu sind Parameter der Entscheidung an sich zu vergleichen und zu bewerten.

Folgende Merkmale sind Entscheidungen bzw. Entscheidungsalternativen in mehr oder weniger stark ausgeprägter Form zu entnehmen:<sup>26</sup>

- 1) Auslöser: Es besteht Handlungsbedarf, ausgelöst durch eine Abweichung von Soll- & Istgrößen.
- 2) Alternativen: Um überhaupt von Entscheidungen sprechen zu können, bedarf es mehrerer Optionen, aus welchen zumindest eine Alternative – nämlich die vorteilhafteste – zu ermitteln ist.
- 3) Ziele: Es sind klar definierte Wunsch- oder Sollzustände erforderlich
- 4) Prioritäten: Sind Ziele nicht gleichwertig wird vom Entscheidenden verlangt, die zur Verfügung stehenden Optionen und Aspekte zu bewerten. Gibt es keinen eindeutig ermittelbaren Favoriten, wird zunächst eine Reihung nach fallender Priorität vorgenommen.
- 5) Zielerreichungsgrade: Es wird die Umsetzung der Ziele und vorgegebenen Normwerte je Alternative überprüft.
- 6) Unsicherheit (optional): Einschätzung der Wahrscheinlichkeit, dass die Entscheidung nicht zum gewünschten Ergebnis führt. Beispielsweise der Verfehlung eines Ziels oder des Nicht-Einhaltens eines Zielerreichungsgrades.
- 7) Entscheidung: Nach Abwägung der Optionen und Vergleich der Parameter wird final eine (oft unumkehrbare) Entscheidung getroffen.

Abhängig von der Situation, in der es sich zu entscheiden gilt, können sich so unterschiedliche Szenarien ergeben. Diese definieren sich in erster Linie durch die bekannten bzw. gegebenen Größen und lassen sich wie nachfolgend beschrieben gliedern:<sup>27</sup>

---

<sup>26</sup> In Anlehnung an Fleßa, Steffen: a. a. O., Seite 24

<sup>27</sup> In Anlehnung an Stelling, Johannes: „Kostenmanagement und Controlling“, 3. Auflage, 2009 im Oldenbourg Wissenschaftsverlag in München erschienen, Seite 313ff

- Entscheidungen unter Sicherheit:  
Die Wahrscheinlichkeit des Eintritts aller Optionen ist gleichermaßen 100%.
- Entscheidungen unter Unsicherheit:  
Die Wahrscheinlichkeit des Eintritts aller Optionen ist ungleich 100%.
  - Ungewissheit:  
Eine Eintrittswahrscheinlichkeit lässt sich objektiv nicht festlegen.
  - Risiko:  
Eintrittswahrscheinlichkeit der Optionen ist bekannt ( $0 \leq p \leq 1$ ).
  - Spielsituation:  
Die Entscheidungssituation und der Ausgang derselben werden von rational denkenden Mit- bzw. Gegenspielern beeinflusst.

### Dominanzen

Beim Vergleich mehrerer Alternativen einer Entscheidung können sich im Vergleich mehrerer Aspekte wesentliche Unterschiede ergeben. Sind diese Abweichungen derart gravierend, dass eine Option eine andere komplett ausschließt, spricht man von einer Dominanz.<sup>28</sup> Es gibt hierbei mehrere „Kategorien“ von Dominanzen, welche unterschieden werden können:<sup>29</sup>

- Absolute Dominanz:  
Eine Alternative unterliegt mit ihrem positivsten Nutzwert dem negativsten Nutzwert einer anderen Option. Diese übertroffene Option scheidet durch absolute Dominanz aus.
- Zustandsdominanz:  
Ist beim paarweisen Vergleich zweier Handlungsalternativen eine davon stets gleich einzustufen und in zumindest einem Aspekt führend, wird die unterlegene Option durch Zustandsdominanz ausgeschlossen.
- Wahrscheinlichkeitsdominanz (bei Entscheidungen unter Risiko):  
Bei einer Wahrscheinlichkeitsdominanz unterliegt die Eintrittswahrscheinlichkeit der betrachteten Alternative niemals einer zweiten Option und wird in zumindest einem weiteren betrachteten Aspekt führend eingestuft.

---

<sup>28</sup> In Anlehnung an Klein, Robert; Scholl, Armin: Planung und Entscheidung, 2. Auflage, 2012 im Franz Vahlen Verlag in München erschienen, Seite 366f

<sup>29</sup> In Anlehnung an Stelling, Johannes: a. a. O., Seite 313ff

Durch die Überprüfung auf Dominanzen kann also im Vorfeld – vor der eigentlichen Anwendung der Entscheidungsmethoden – untersucht werden, ob die detaillierte Überprüfung aller Optionen sinnvoll erscheint. Werden dominierte Alternativen schon ausgeschlossen, bevor es zur eigentlichen Entscheidungsfindung kommt, wird die Komplexität der Entscheidungsfindung entsprechend vermindert.

### **Grundlagen des Punktbewertungsmodells**

Der gängigste Anwendungsfall für Entscheidungsmethoden ist das Punktbewertungsmodell. Ziel dieses Modells ist es, Entscheidungen, die von mehreren Faktoren abhängen, möglichst sachlich und nachvollziehbar zu gestalten und zu dokumentieren. Eine sachliche Entscheidung zeichnet sich dadurch aus, dass zur Variantenempfehlung der zu erwartende Nutzen je Option in einem objektiven Vergleichsverfahren ermittelt und bewertet wurde. Findet diese Beurteilung mittels einer zahlenbestückten Tabelle statt, wird von der Punkt-Bewertung gesprochen.

### **Umrechnung zur Entscheidungsmatrix**

Um Entscheidungen sachlich zu treffen, werden die „Rohdaten“ in einer Ergebnistabelle festgehalten. Diese Ergebnisse stellen die tatsächlich zu beobachtenden Werte je zu bewertendem Kriterium und zu bewertender Option dar.

Um diese Zahlen miteinander vergleichen zu können, werden diese auf eine einheitliche Skala übertragen. Üblicherweise werden bei solchen Skalierungen die Ergebnisse in Bezug auf den zu erwartenden Nutzen beurteilt. Das bedeutet, dass negativ behaftete Aspekte, wie beispielsweise Kosten, indirekt-proportional – sprich mit dem Kehrwert – auf die Skalen anzupassen sind. Wird die in der Praxis übliche Skala von 1 bis 10 verwendet, so bedeuten 10 Punkte bei positiven Aspekten eine maximale Ausprägung; bei negativen Aspekten bedeuten 10 Punkte hingegen eine minimale Ausprägung des betrachteten Kriteriums.

Bei Beurteilung einer Entscheidungsmatrix, welche wie beschrieben skaliert wurde, kann also davon ausgegangen werden, dass ein hoher Punkt-Wert eine besonders anstrebenswerte Variante repräsentiert. Ein niedriger Punktwert in der Entscheidungsmatrix deutet hingegen auf eine zu meidende Alternative hin. Die üblichen Entscheidungsmodelle zielen in ihrer Syntax der Berechnung bzw. der Gewichtung auf diesen Umstand ab.

Es werden folgende verschiedene Skalierungsverfahren unterschieden:<sup>30</sup>

- Nominale Skalierung: Die betrachtete Option erfüllt einen Aspekt oder erfüllt diesen nicht. Auf die Qualität oder Quantität wird nicht eingegangen.
- Ordinale Skalierung: Die betrachteten Optionen werden nach der Qualität bzw. Quantität der Zielerfüllung geordnet. Auf die Unterschiede der Zielerreichung zwischen den Alternativen wird nicht näher eingegangen.
- Kardinale Skalierung: Die zu betrachtenden Alternativen werden, bezogen auf die Zielerreichung, gemäß ihrer Qualität bzw. Quantität bewertet. Durch die kardinale Skalierung können Unterschiede in der Zielerreichung veranschaulicht werden. Bei diesem Verfahren kann bezogen auf das beobachtete Maximum (positivster Wert aller betrachteten Alternativen) oder auf einen gewünschten Zielwert skaliert werden.

### Die Nutzwertanalyse als Methode der Entscheidungsfindung unter Sicherheit<sup>31</sup>

Unter den bereits erläuterten Gesichtspunkten gibt es eine Vielzahl von Methoden, Entscheidungen in der vorherrschenden Situation zu treffen. Ziel dieser Methoden ist es, aus einer Auswahl von Handlungsalternativen die beste Option zu finden.

Als besonders einfach anzuwendendes – und daher sehr gängiges – System ist die Nutzwertanalyse bekannt. Ziel der Nutzwertanalyse ist es, mittels vordefinierter Zielsystem und in diesem System definierter Gewichte über Zahlenwerte die optimale Handlungsalternative zu ermitteln. Man unterscheidet hierbei ein- und mehrdimensionale Systeme. Bei mehrdimensionalen Systemen wird zuerst ein Zielsystem definiert, in dem das Zusammenspiel und die Wechselwirkung aller Aspekte untereinander durch Gruppierung zusammengefasst werden kann. Dieser Schritt kann bei kleinen und übersichtlichen (eindimensionalen) Entscheidungsmodellen entfallen.

---

<sup>30</sup> Die beschriebenen Skalierungsverfahren wurden an die Lehrveranstaltung „Fabrikplanung“ und im Besonderen die dazugehörigen Unterlagen von Prof. Dr. Gunnar Köbernik angelehnt.

<sup>31</sup> Auf die Methode der Nutzwertanalyse wurde als anzuwendende Methode der Entscheidungsfindung unter dem Gesichtspunkt der Sicherheit besonders detailliert eingegangen. Als Grundlage wurden die Lehrveranstaltungen „Planungs- & Entscheidungsmethoden“ und „Fabrikplanung“ und im Besonderen die dazu gehörigen Unterlagen (beide aus 2015) von Prof. Dr. Johannes Stelling und Prof. Dr. Gunnar Köbernik verwendet.



Nach der Modellierung des Systems werden die Gewichte definiert. Hierbei sollte der Übersichtlichkeit halber die Summe aller Gewichte in einer Ebene bzw. Gruppe  $\sum w_{ij} = 1 = 100\%$  entsprechen. So ergeben sich je zu wertendem Kriterium ein relatives Gewicht für das Kriterium innerhalb der Gruppe und ein absolutes Gewicht, welches die Auswirkung des Kriteriums auf das Gesamtergebnis repräsentiert.

Nach der Definition des Systems und der (absoluten) Gewichte kann die Wertung der einzelnen Kriterien der Entscheidung je wählbarer Option erfolgen. Diese Daten werden mittels der verschiedenen Verfahren skaliert. Hierbei sind qualitative und quantitative Daten zu unterscheiden. Während quantitative Werte messbar und objektiv nachvollziehbar sind, gilt es bei qualitativen Werten, „weiche“ Daten zu messen. Diese sind nicht messbar und über geeignete Verfahren zu objektivieren.

Die gesammelten Erkenntnisse aus der Synthese der Ergebnisse werden vorzugsweise in einer Tabelle festgehalten, in der die absoluten Gewichte, die skalierten Ergebnisse und deren Produkt aufgeführt werden.

Die zu bevorzugende Handlungsalternative kann mittels mehrerer Vorgehensweisen zur Wertsynthese bestimmt werden. Hierfür eignen sich nahezu alle im Abschnitt beschriebenen und weiterführende Methoden. Der Einfachheit halber dient nachfolgend die Summe der gewichteten skalierten Nutzwerte zur Entscheidungsfindung. Dieses Vorgehen entspricht der Wertsynthese mittels Additionsregel.

## 2.3 Grundlagen der Netzberechnung<sup>32</sup>

Für die Betreiber und Benutzer von Netzen existiert in Österreich eine umfangreiche Leitschrift, genannt „Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen“ (kurz TOR). Diese verstehen sich als *mehrteiliges und umfassendes nationales technisches Regelwerk*<sup>33</sup>. Als ausdrückliche Zielsetzung gilt unter anderem die *Interoperabilität von Erzeugungsanlagen* [...]<sup>34</sup>. Mit dem Verweis auf die Häufung dezentraler Erzeugungsanlagen und den damit verbundenen Schwierigkeiten, wie beispielsweise der Lastflussumkehr, erhöhten Netzbelastungen und Netzengpässen, welche zu Problemen bezüglich der Spannungshaltung und Netzstabilität führen können, wird die Bedeutung des Regelwerks und der Beurteilung betont.

Essentieller Bestandteil jeder Netzplanung ist die Beurteilung der Anschlussanlage auf Verträglichkeit bezüglich der Netzurückwirkungen. Zu dieser Problemstellung kennen die TOR den Hauptabschnitt Teil D2 „Richtlinie zur Beurteilung von Netzurückwirkungen“. In diesem Teil D2 wiederum werden diverse Kategorien von Netzurückwirkungen erläutert. Die Kapitel befassen sich mit der Spannungsänderung (statisch und dynamisch), Unsymmetrien, Oberschwingungen, Kommutierungseinbrüchen, zwischenharmonischen Spannungen, der Beeinflussungen auf Tonfrequenzrundsteueranlagen und deren Berechnung. Das neunte Kapitel des Teils TOR D2 befasst sich ausschließlich mit Erzeugungsanlagen und dem speziellen Beurteilungsschema vorgenannter Kriterien bezogen auf Erzeugungsanlagen.<sup>35</sup>

Grundlage der Grenzwerte für die Beurteilung auf die permanente Spannungsänderung bei Erzeugungsanlagen, umgangssprachlich als Spannungshub bezeichnet, bildet das Spannungsband. Das Spannungsband ist eine – zumeist interne, von Netzbetreiber zu Netzbetreiber leicht abweichende – Festlegung, in der die Aufteilung der Spannungsgrenzwerte definiert wird. Die einzuhaltenden Grenzen ( $U = U_{Nenn} \pm 10\%$ ) entstammen der europäisch gültigen Norm EN 50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“.<sup>36</sup>

---

<sup>32</sup> In Anlehnung an die TOR insbesondere Teil A, a. a. O., und Teil D2, a. a. O., Version 2.2, jeweils gültig zum 4. Mai 2016

<sup>33</sup> Zitat aus den TOR – Teil A, a. a. O., Seite 3, gültig zum 4. Mai 2016

<sup>34</sup> Zitat aus den TOR – Teil A, a. a. O., Punkt 1.1.2, Seite 14, gültig zum 4. Mai 2016

<sup>35</sup> In Anlehnung an die TOR – Teil D2, a. a. O., Seite 3f, gültig zum 4. Mai 2016

<sup>36</sup> In Anlehnung an die ÖVE/ÖNORM EN 50160:2011, gültig zum 10. Mai 2016, Seite 13f

Abgeleitet von diesen im Regelfall höchstzulässigen Grenzwerten werden die verschiedenen Werte der auftretenden Spannungsänderungen so eingeteilt, dass in jedem als gewöhnlich geltenden Betriebsfall  $U = U_{Nenn} \pm 10\%$  gewährleistet werden kann.

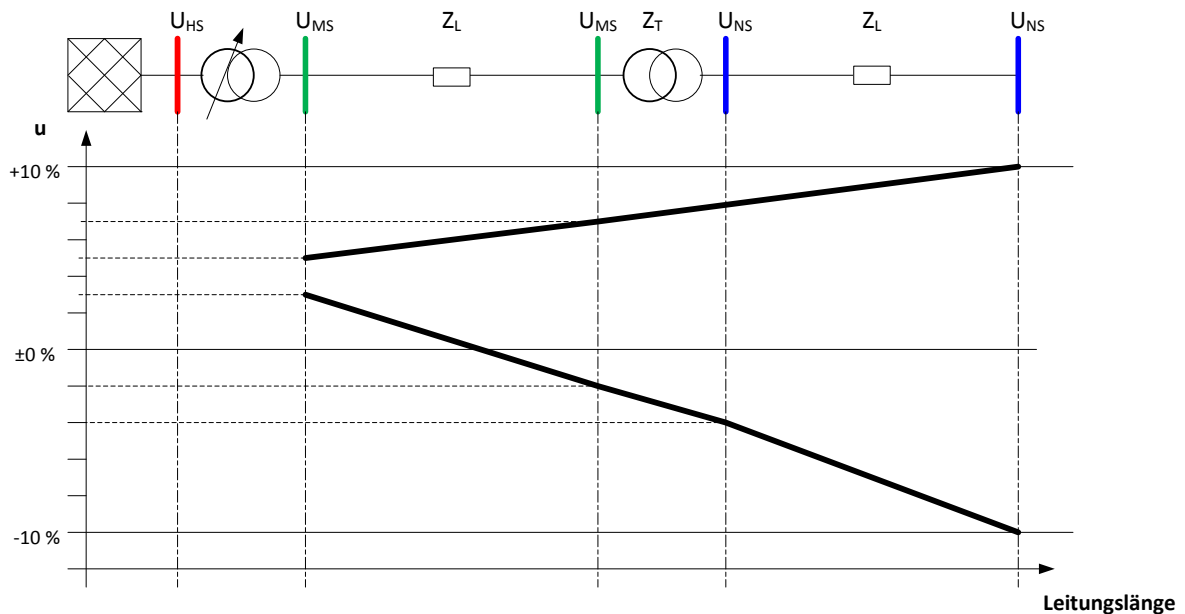


Abbildung 12 Spannungsverlauf<sup>37</sup>

Da üblicherweise die Spannung an der Sammelschiene in den Umspannwerken die letzte als geregelt – und somit fix anzunehmende – Spannung ist, beginnt die Betrachtung der statischen Spannungsänderung ab der Mittelspannungsanlage des Umspannwerks.

Aufgrund der stufenweisen Veränderung der Spannung durch die eingesetzten Lastregelschalter und der Trägheitsalgorithmen, welche zur Reduktion der Anzahl von Schaltvorgängen im Spannungsregler eingesetzt werden, gilt es eine Regelabweichung zu berücksichtigen. Diese Regelabweichung wird mit bei den eingesetzten Transformatoren üblichen  $\pm 1\%$  angenommen.

<sup>37</sup> Eigene Abbildung in Anlehnung an EN 50160 und a. a. O., TOR Teil D2 a. a. O.

Im Verbrauchsfall sind Verringerungen der Versorgungsspannung (= Spannungsabfall) einzurechnen. Diese sind für den Spannungsabfall, der in der/den Mittelspannungsebene(n) auftritt, mit 5 % bemessen. Für den versorgenden Mittelspannung-Niederspannung-Transformator werden 2 % vorgesehen, wobei dieser Wert in der Praxis abhängig von der Auslastung des Transformators variiert. Im Niederspannungsnetz sind 6 % inklusive der Zuleitung zum Vorzählerfeld als Grenzwert für die statische Spannungsänderung vorgesehen.

Nach oben gilt es im Spannungsband die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen. Für mit dem Mittelspannungsnetz verknüpfte Anlagen (beispielsweise Kleinwasserkraft) werden 2 % reserviert. Für mit dem Niederspannungsnetz verbundene Erzeugungsanlagen (beispielsweise Photovoltaik) werden 3 % vorgesehen, wobei hier der Spannungsabfall über den Netz-Transformator und das Kabel zum Vorzählerbereich in die Berücksichtigung einzubeziehen sind. Diese Inklusion dient der Flexibilisierung des Systems.

Gemäß dieser Aufteilung lässt sich erkennen, dass bei einem Spannungssollwert von  $U_{Soll} = 104 \% \cdot U_{Nenn}$  keine Grenzwertverletzungen nach EN 50160 zu erwarten sind (siehe Abbildung 12). Da aufgrund der Regelabweichung nicht sichergestellt werden kann, dass hinter der Spannungsregelung exakt  $U = 104 \% \cdot U_{Nenn}$  vorherrscht, muss von einem worst-case ausgegangen werden.

$$S = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \rightarrow I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U}$$

Da bei geringerer Spannung ein höherer Strom, und somit ein größerer Spannungsabfall zu erwarten ist, stellt dieses Szenario den schlimmsten Fall dar.

$$U_{worst-case} = U_{Nenn} - \Delta u_{Regler} = (104\% - 1\%) \cdot U_{Nenn} = 103\% \cdot U_{Nenn}$$

Dieses Phänomen gilt für beide Lastflussrichtungen gleichermaßen. Somit ergibt sich für die Beurteilungsszenarien Verbrauch und Erzeugung elektrischer Energie der schlechteste zu erwartende Spannungswert von  $U_{worst-case} = 103\% \cdot U_{Nenn}$ .

Die zu beurteilenden Änderungen des Spannungsniveaus in einem Netzabschnitt resultieren aufgrund der Leistungsänderung an den verschiedenen Punkten. Für die Beurteilung von Netzzrückwirkungen sind zwei Extremszenarien zu bewerten: Diese sind Starklast mit minimaler Erzeugung und Schwachlast mit maximaler Erzeugung. Starklast mit minimaler Erzeugung entspricht dem üblichen Winterlastgang; Schwachlast mit maximaler Erzeugung entspricht einem üblichen Sommerlastgang. Es sind die betrachteten (gemessenen) Maxima bzw. Minima oder bei Neuanlagen die zu erwartenden Engpassleistungen heranzuziehen. Es ist sicher-

zustellen, dass für beide Extremsituationen in allen Punkten des Netzes die Spannungstoleranzen eingehalten werden.<sup>38</sup>

Entgegen der EN 50160, welche rein den Spannungswert an Verbindungsstellen zu Kunden definiert, ist laut TOR D2 eine weitere Größe beurteilungsrelevant. Es handelt sich dabei um die relative Spannungsänderung; sprich die Veränderung des Spannungswertes beim Ein- bzw. Ausschalten von Lasten und Erzeugungsanlagen. Zur Ermittlung der Wechselwirkung mehrerer Anschlussanlagen bzw. einer Anschlussanlage mit bereits bestehenden Anlagen wird die Verwendung eines Lastflussberechnungsprogrammes empfohlen.<sup>39</sup> Andere Abzweige des versorgenden Umspannwerks können zur Komplexitätsminderung vernachlässigt werden, da davon auszugehen ist, dass der Einfluss dieser Abzweige durch den Spannungsregler innerhalb der zulässigen Grenzwerte ausgeregelt wird.

Die Beurteilung auf Netzurückwirkungen erfolgt prinzipiell auf allen mit dem Netz verknüpften Knoten. Die durch die Gesamtheit aller Erzeugungsanlagen resultierende relative Spannungsänderung darf an keinem Verknüpfungspunkt des Netzes überschritten werden. Dabei ist der Grenzwert, der für Mittelspannungsnetze  $\Delta u_{max} = 2 \%$  beträgt, bei der Beurteilung einzuhalten.<sup>40</sup>

Dank der Erfahrung in der Beurteilung von Erzeugungsanlagen kann auf einige besonders kritische Punkte geschlossen und fokussiert werden. Diese Punkte sind jeweils an den Stellen, an denen elektrische Energie in das öffentliche Netz übergeben wird, und aufgrund der besonders großen Leitungswiderstände an den letzten Ausläufer im Netz anzutreffen.

Für die Beurteilung der Spannungsqualität und der relativen Spannungsänderung beim Anschluss von Erzeugungsanlagen ist das Szenarium minimale Last und maximale Erzeugung anzuwenden. Dies entspricht üblicherweise dem Sommerlastgang, da die Primärenergiequellen der üblicherweise mit den Mittelspannungsnetzen verbundenen Erzeugungsanlagen im Sommer mehr Leistung als im Winter liefern. Im Sommer ist der Bedarf der Verbraucher an elektrischer Energie ebenfalls geringer als im Winter. Somit stellt dieser Fall das Extremszenario dar. Das Gegenszenario maximale Last und minimale Erzeugung würde dem typischen Winterlastfall entsprechen und ist bezüglich der Beurteilung von Erzeugungsanlagen nicht relevant.

---

<sup>38</sup> In Anlehnung an TOR D2, a. a. O., Version 2.2 gültig zum 4. Mai 2016, Seite 97ff

<sup>39</sup> In Anlehnung an TOR D2, a. a. O., Version 2.2 gültig zum 4. Mai 2016, Seite 98

<sup>40</sup> In Anlehnung an TOR D2, a. a. O., Version 2.2 gültig zum 4. Mai 2016, Seite 104f

### 3 Versorgungssituation

Zur Beurteilung auf Netzurückwirkungen ist ein Berechnungsmodell notwendig. Dieses Berechnungsmodell wurde gezielt vereinfacht und vereinheitlicht. Dieses Vorgehen soll sowohl für ein optimales Maß an Übersichtlichkeit und Überprüfbarkeit der Ergebnisse sorgen als auch den Charakter eines realistischen Mittelspannungsnetzes widerspiegeln. Hierfür wurden nachfolgende Annahmen getroffen:

#### 1) Standardisierung der Leitungsanlagen

Die Freileitungssysteme wurden, wie in der Praxis üblich, mit zwei unterschiedlichen Standard-Seilen angenommen. Auf Hauptstrecken wurden die elektrischen Kennwerte des Freileitungsseils STALU 95/15 im Berechnungsmodell verwendet. Dieses Seil verfügt über einen Stützkern aus sieben Stahldrähten mit dem Querschnitt von 15 mm<sup>2</sup> und eine um diesen Kern angebrachte Leitschicht von 26 Drähten mit einem Querschnitt von 95 mm<sup>2</sup> aus reinem Aluminium, welche mittels Seilwickelverfahren um die Stützschiicht herumgewickelt worden sind.<sup>41</sup>

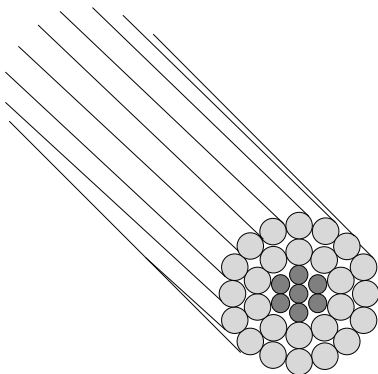


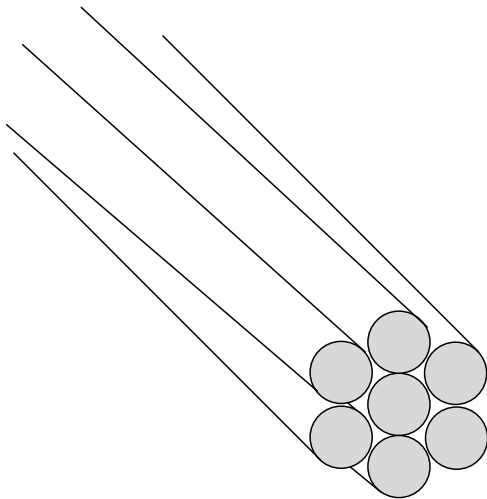
Abbildung 13 Aufbau STALU 95/15<sup>42</sup>

---

<sup>41</sup> Quelle: [http://www.lumpi-berndorf.at/fileadmin/downloads/Overhead\\_line\\_conductors\\_EN50182.pdf](http://www.lumpi-berndorf.at/fileadmin/downloads/Overhead_line_conductors_EN50182.pdf) aufgerufen am 26. April 2016

<sup>42</sup> Eigene Darstellung nach Freileitungs-Gesellschaft mbH & Co. [http://www.baobab.de/freileitung/3\\_alustahl/ast\\_index.html](http://www.baobab.de/freileitung/3_alustahl/ast_index.html), verfügbar am 7. April 2016

Auf Abzweigstrecken wurde mit dem gängigen Seil der Type ALDREY 50 berechnet. Dieses Modell zeichnet sich durch die Verseilung mehrerer Drähte aus einer Legierung namens „Aldrey“ aus. Diese Legierung wird aus 99 % Aluminium, 0,5 % Magnesium und 0,5 % Silicium hergestellt. Dadurch erhöht sich sowohl die Zugfestigkeit als auch die Korrosionsbeständigkeit, wodurch sich dieses Material optimal für den Einsatz als Leiterseil eignet.<sup>43</sup>



**Abbildung 14 Aufbau Aldrey 50<sup>44</sup>**

Diese Vorgehensweise spiegelt die zu Zeiten der Erstelektrifizierung und des Freileitungsbaus übliche Strategie der Querschnitts- und damit verbundenen Kostenreduktion abseits von wichtigen Verbindungsleitungen wieder. Diese Reduktionen sind in Bestandsnetzen flächendeckend anzutreffen.

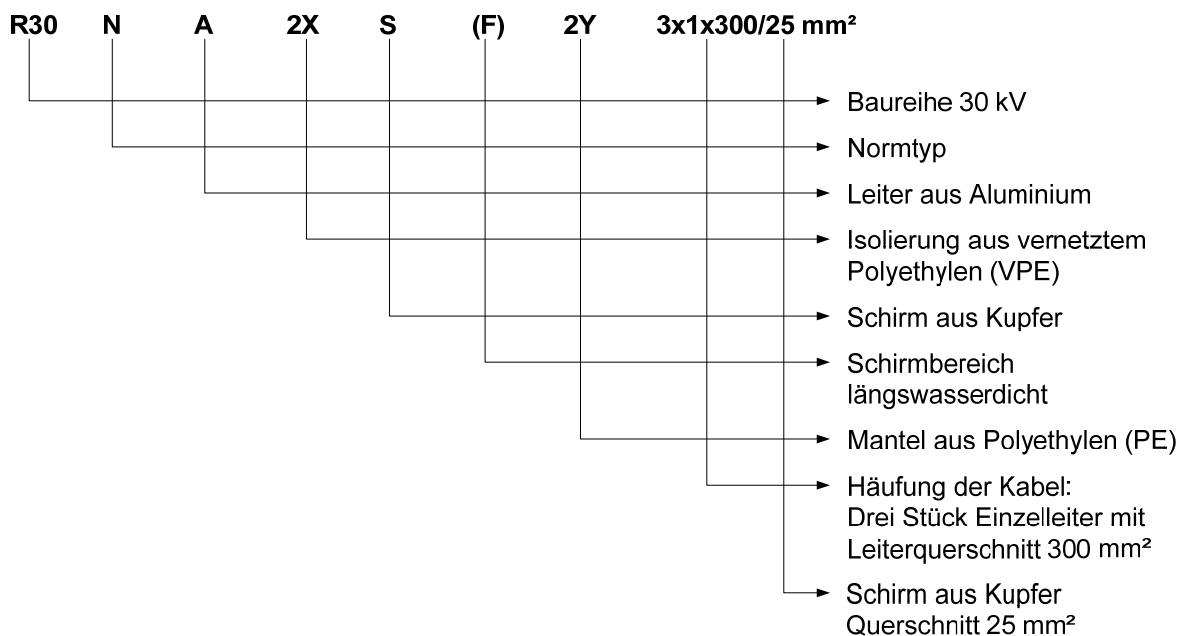
---

<sup>43</sup> In Anlehnung an <http://www.chemie.de/lexikon/Aldrey.html>, aufgerufen am 26. April 2016

<sup>44</sup> Eigene Darstellung nach Crastan, Valentin: „Elektrische Energieversorgung 1“, 2012 in Berlin / Heidelberg im Springer-Verlag erschienen, Seite 618

Die im Berechnungsmodell verwendeten 25(30) kV-Kabel sind von der häufig im Einsatz befindlichen Kabeltype R30 NA2XS(F)2Y 3x1x300 mm<sup>2</sup><sup>45</sup>. Es handelt sich dabei um ein für 30 kV isoliertes Kabel mit Aluminiumleiter, einem Isolationskörper aus vernetztem Polyethylen (VPE), einem Kupferschirm, der durch ein Gewebe längswasserdicht ausgeführt ist, mit einem Mantel zum Schutz vor mechanischer Beschädigung aus Polyethylen.

Dabei handelt es sich um so genannte „Einleiterkabel“. Das bedeutet, je Außenleiter ist ein Strang des beschriebenen Kabels zu verwenden. In Drehstromsystemen sind daher drei solcher Einzelstränge zu verlegen.



**Abbildung 15 Definition der Kabeltype<sup>46</sup>**

Für das bestehende 10 kV-Kabel wurde ein Kabel der Type A2YHC2Y 3x1x95 mm<sup>2</sup> vorgesehen. Das so bezeichnete Kabel besteht aus einem Aluminiumleiter, einem PE-Isolationskörper, einer feldbegrenzenden leitfähigen Schicht, einem Metallschirm aus Kupfer und einem PE-Mantel.<sup>47</sup>

<sup>45</sup> Bemerkung: Normativ korrekte Bezeichnung nach ÖVE/ÖNORM E 8200-620:2011 „Energieverteilungskabel mit extrudierter Isolierung“ 3x NA2XS(F)2Y 1x300/25 mm<sup>2</sup>, Baureihe 18/30 kV

<sup>46</sup> Eigene Darstellung nach Gremmel, Hennig; Kopatsch, Gerald für ABB AG Deutschland: „Schaltanlagen Handbuch“, 2006 im Cornelsen Verlag in Berlin erschienen, Seite 660

<sup>47</sup> Alte Kabelbezeichnung in Anlehnung an nicht mehr gültige Version ÖVE/ÖNORM K-620:1998 „Energieverteilungskabel 3,6 bis 42 kV“



## **2) Standardisierung des Stationsabstandes**

Der in 25(30) kV-Netzen übliche mittlere Stationsabstand von 500 m wurde auf die fiktiven Ortschaften A, B und C angewandt. Dieses Vorgehen betrifft konkret die Stationen 1 – 5 sowie die Stationen 9 & 10.

Der in 10 kV-Netzen übliche mittlere Stationsabstand wird aufgrund der kleineren zur Verfügung stehenden Transformatorleistungen und der geringeren Kurzschlussleistung, welche als Maß für die Qualität eines Netzes herangezogen wird, als geringer angenommen. Daher wird ein Stationsabstand von 250 m auf die Stationen 7 & 8 angewandt.

## **3) Standardisierung der Leistungsdaten**

Entgegen der tatsächlich in der Praxis vorherrschenden Verhältnisse wurde im theoretischen Berechnungsmodell zur Reduktion der Komplexität und zur Steigerung der Übersichtlichkeit je Station ein Standardwert für die elektrischen Leistungen angenommen. Diese Werte werden zur Beibehaltung der Realitätsnähe für dicht und dünn besiedeltes Gebiet variiert.

Für die Leistungsdaten wurden vier Leistungswerte definiert. Um die geforderten Szenarien nachstellen zu können, werden Werte für die Starklast, Schwachlast, maximale Erzeugung und minimale Erzeugung definiert. Diese repräsentieren die jeweils maximalen bzw. minimalen Leistungswerte für Verbrauch und Erzeugung. Werden diese Werte paarweise kombiniert, können über die Differenzen die für die Beurteilung notwendigen Szenarien Maximallast & Minimalerzeugung und Minimallast & Maximalerzeugung errechnet werden. Daraus wird der im Nachfolgenden kritische Sommerlastgang berechnet.<sup>48</sup>

Im Berechnungsmodell fanden praxisnahe Leistungswerte für verbautes Siedlungsgebiet und kleine Weiler Anwendung. Den nachfolgenden Tabellen sind die Werte für Last und Erzeugung in den genannten Szenarien zu entnehmen. Im elektrischen Lastflussverhalten, welches es zu beurteilen gilt, wirkt sich jedoch lediglich die Differenz zwischen erzeugter Leistung und verbrauchter Leistung aus. Daher findet sich der errechnete Saldo, welcher physikalisch auf das Mittelspan-

---

<sup>48</sup> In Anlehnung an TOR Hauptabschnitt D2, a. a. O., Kapitel 9.3.6, Seite 135ff

nungsnetz einwirkt, als ausschlaggebende Größe ebenfalls in der Tabelle wieder. Diese saldierten Leistungswerte sind als Wirkleistungswerte für die im Berechnungsprogramm zu verwendenden Lastpfeile zu verstehen. Daher sind Werte im Szenario minimale Last, maximale Erzeugung negativ; es fließt also Wirkleistung vom der Station untergelagerten Netz über den Transformator ins Mittelspannungsnetz „zurück“. Im Szenario maximale Last, minimale Erzeugung ist der saldierte Leistungswert positiv; Es fließt Wirkleistung vom Netz über den Transformator in das der Station untergelagerte Netz.

Für beide Lastflussrichtungen wurde davon ausgegangen, dass Wirk- und Blindleistung dieselbe Flussrichtung aufweisen. Dies entspricht dem gängigen Betriebsverhalten einer übererregten Drehstrom-Synchronmaschine für Erzeugungsanlagen bzw. dem Verbrauch induktiver Blindleistung aus dem öffentlichen Netz im Lastfall. Für die Beziehung zwischen Wirk- und Blindleistung wurde  $\cos(\varphi) = 0,9$  verwendet, da dieser Leistungsfaktor den Kunden laut den Geschäftsbedingungen zusteht.<sup>49</sup>

Siedlungsgebiet (dicht besiedelt)		Szenario	
		minimale Last, maximale Erzeugung	maximale Last, minimale Erzeugung
Leistungs- werte	Last	50 kW	500 kW
	Erzeugung	200 kW	20 kW
	Saldo	-150 kW	480 kW

**Tabelle 3 Leistungsdaten Siedlung (dicht besiedelt)**

Siedlungsgebiet (dünn besiedelt)		Szenario	
		minimale Last, maximale Erzeugung	maximale Last, minimale Erzeugung
Leistungs- werte	Last	25 kW	250 kW
	Erzeugung	50 kW	10 kW
	Saldo	-25 kW	240 kW

**Tabelle 4 Leistungsdaten Siedlung (dünn besiedelt)**

<sup>49</sup> In Anlehnung an TINETZ: „Allgemeine Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz der TI-NETZ – Tiroler Netze GmbH“ gültig ab 19. September 2014, Seite 10f

Für ein bestehendes Kleinwasserkraftwerk und die Anfrage eines neu in das Netz zu integrierenden Kraftwerkes wurden folgende Leistungswerte verwendet. Diese Leistungstabellen weisen entgegen der Leistungstabellen der Stationen für die öffentliche Versorgung Extremwerte von 0 kW auf. Dies liegt darin begründet, dass ein Kraftwerk aus betrieblichen oder anderen Gründen komplett stillstehen kann. Für die Extremfallbeurteilung des Winterlastgangs muss angenommen werden, dass bei Revisions- oder Umbauarbeiten über die elektrische Anschlussanlage des Kraftwerks Wirkleistung verbraucht wird – also zum Kraftwerk fließt.

bestehendes Kraftwerk		Szenario	
		minimale Last, maximale Erzeugung	maximale Last, minimale Erzeugung
Leistungs- werte	Last	0 kW	500 kW
	Erzeugung	3.000 kW	0 kW
	Saldo	-3.000 kW	500 kW

**Tabelle 5 Leistungsdaten bestehendes Kraftwerk**

neues Kraftwerk		Szenario	
		minimale Last, maximale Erzeugung	maximale Last, minimale Erzeugung
Leistungs- werte	Last	0 kW	100 kW
	Erzeugung	250 kW	0 kW
	Saldo	-250 kW	100 kW

**Tabelle 6 Leistungsdaten neues Kraftwerk**

### 3.1 Ausgangssituation

Es wird von einem fiktiven Mittelspannungsnetz ausgegangen. Dieses Netz wurde so konzipiert, dass ausgehend von einem Umspannwerk eine abstrakte Netzleitung zur Versorgung der Allgemeinheit durch mehrere Ortschaften führt. Diese Struktur wurde ohne konkretes Beispiel dem ortsüblichen Versorgungsbild ländlicher Gegenden nachgeahmt.

Die 25(30) kV-Versorgungsleitung wird innerhalb geschlossener Ortschaften als Kabelnetz und außerhalb der besiedelten Gebiete als Freileitung geführt. Es finden die in der Vereinfachung beschriebenen Standardmaterialien Anwendung. Die zu betrachtende Leitung führt ausgehend vom Umspannwerk, erst durch den Ort A. Dieser wird mit zwei Transformatorstationen (Station 1 und Station 2) versorgt. Dann führt die Leitung drei Kilometer durch Freiland, wobei in dieser Strecke ein bestehendes Kraftwerk erzeugte Energie in das Netz übergibt.

Weiter durch die Gemeinde B, welche von drei Stationen (Stationen 3 – 5) versorgt wird, wobei Station 5 die Besonderheit aufweist, dass dort ein untergelagertes 10 kV-Netz vom Versorgungsstrang abzweigt. Diese 10 kV-Leitung versorgt zuerst einen kleinen, abseits gelegenen Weiler mit Station 6 und mit den Stationen 7 und 8 eine kleine Siedlung.

Die Versorgungsleitung führt ab der Station 5 fünf Kilometer weiter zum Ort C, der durch die Stationen 9 und 10 versorgt wird. Von diesem Ort C führt die Leitung weiter zu einer Gegenstation. Die Kunden dieser Station sind nicht mit dem zu untersuchenden Netz verbunden. Da diese Station den Abschluss des zu untersuchenden Netzes bildet, werden der Gegenstation keine Leistungsdaten zugeschrieben. Als letzter verbundener Knoten ist die Beurteilung der Leitung bis zur Gegenstation durchzuführen.

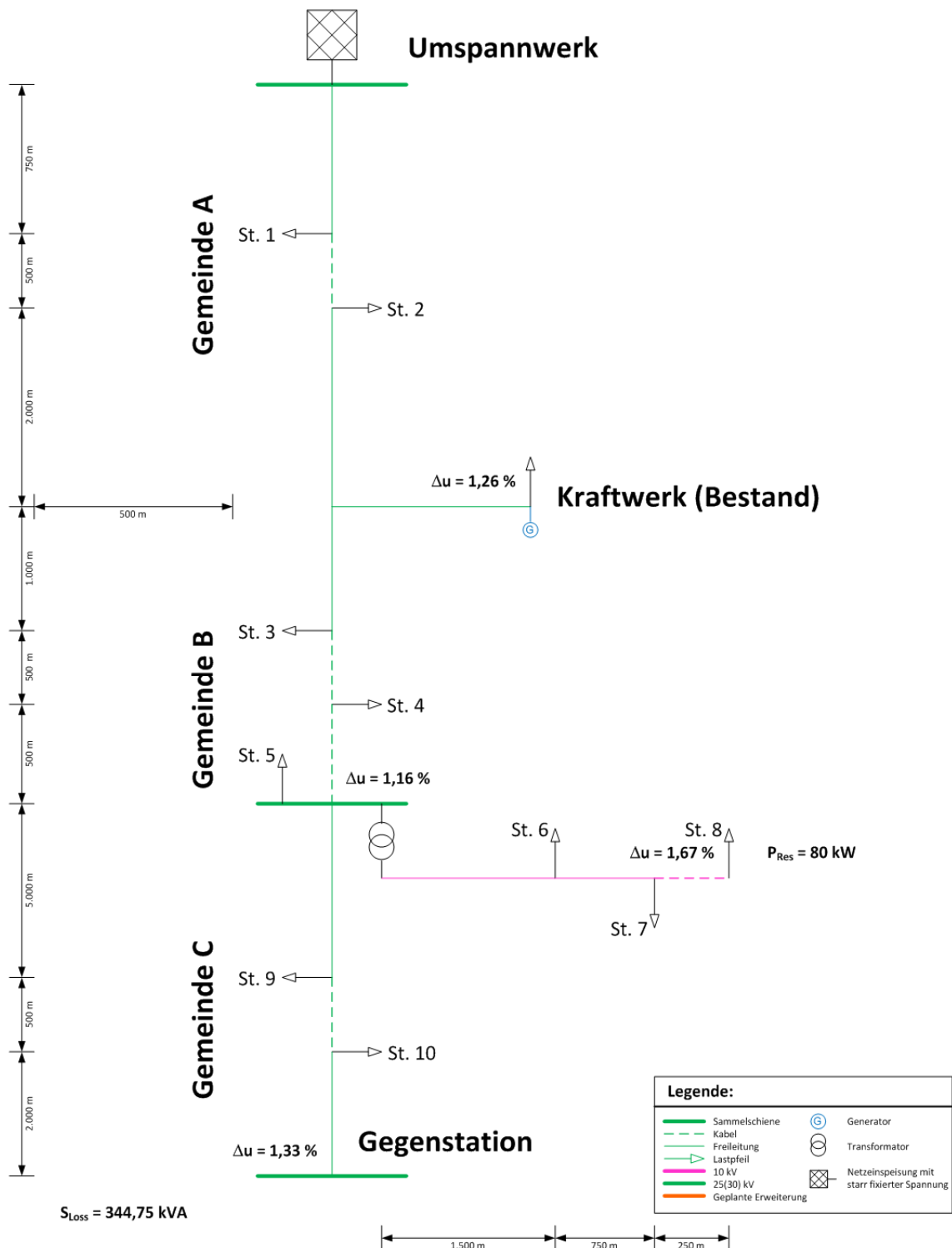
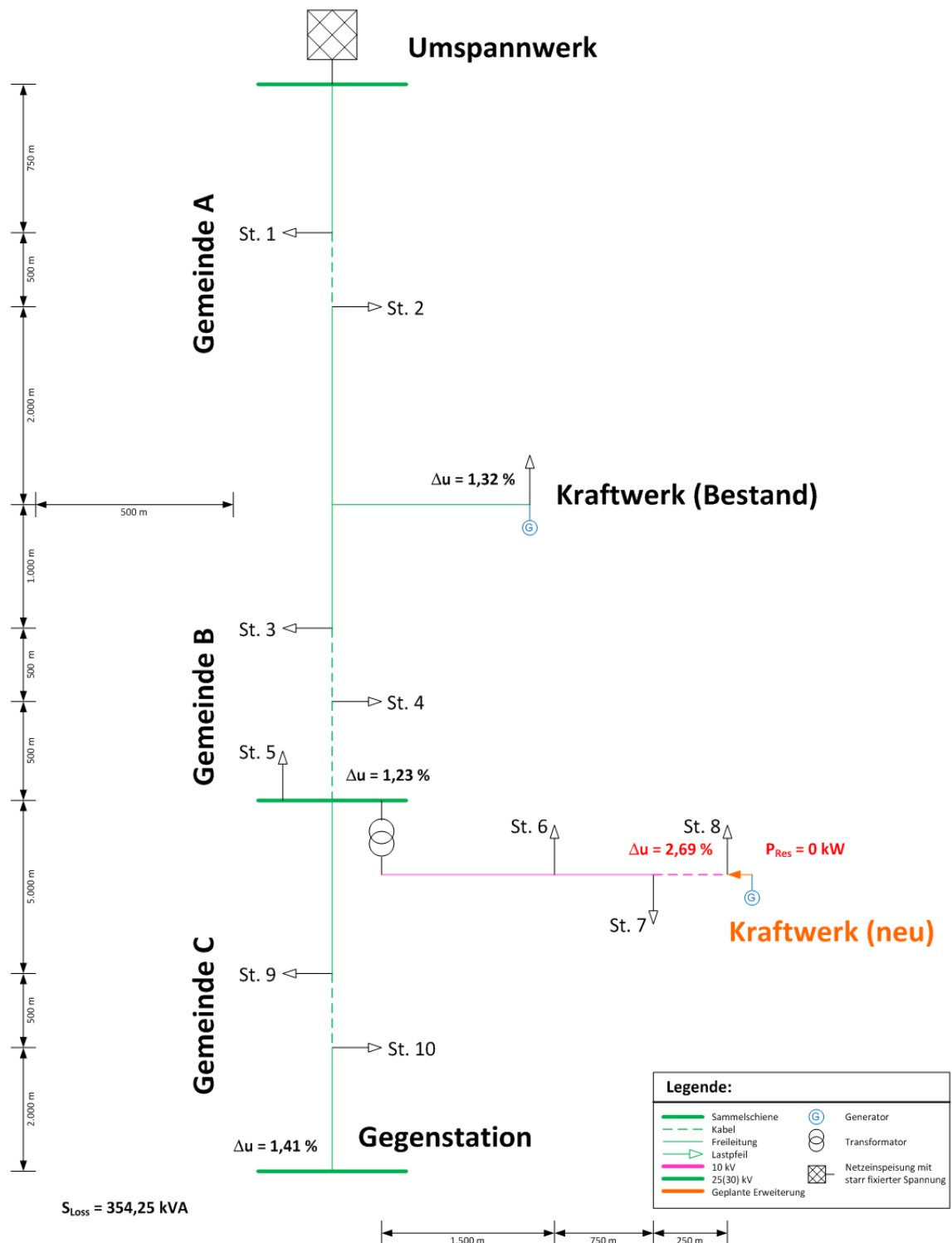


Abbildung 16 Bestandsnetz IST-Zustand

**Anschluss einer weiteren Kleinwasserkraftanlage**

Zur weiteren Nutzung erneuerbarer Energiequellen ist geplant im Bereich der bestehenden 10 kV-Station 8 eine neue Kleinwasserkraftanlage zu installieren. Diese soll mit einer Leistung von 250 kW potentielle Energie in elektrische Energie umwandeln und der umliegenden Region zur Verfügung stellen.

Im Zuge der Beurteilung auf Netzzrückwirkungen wurde festgestellt, dass das Kriterium der Spannungsänderung aufgrund der beschriebenen physikalischen Phänomene als nicht mit den Grenzwerten verträglich zu beurteilen ist. Bei direkter Integration des Kraftwerks in das Bestandsnetz ergeben sich erhebliche Verletzungen des Grenzwertes von 2 % im 10 kV-Netz. Es werden mehrere Varianten erstellt und untersucht um diesen Missstand zu beheben. In weiterer Folge wird die technisch-wirtschaftlich optimale Variante zur Problemlösung empfohlen.



**Abbildung 17 Bestandsnetz + geplantes Kraftwerk**

## 3.2 Varianten

Da die gewünschte Erzeugung elektrischer Energie am nahe gelegenen Verknüpfungspunkt nicht mit den geltenden Regeln für den Betrieb öffentlicher Netze vereinbar ist, gilt es, das Netz mit geeigneten Maßnahmen zu verstärken. Um wahllos erdachte, wenig zielführende Maßnahmen zu unterbinden, sind mehrere Varianten zu definieren und anhand technischer und wirtschaftlich / organisatorischer Vergleichsparameter zu bewerten. Die am besten geeignete Variante des Netzausbaus soll schlussendlich zur Lösung des Problems empfohlen werden. Wenig bzw. unzureichend geeignete Varianten werden hingegen nicht weiter verfolgt bzw. im Vorhinein vom Entscheidungsprozess ausgeschlossen. Die neu zu errichtenden Verstärkungsmaßnahmen werden zur Bewahrung der Realitätsnähe mit den beschriebenen Materialien als Kabelleitungen veranschlagt. Wenngleich Freileitungsanlagen betriebliche Vorteile zeigen, sind solche Anlagen wesentlich schwieriger zu genehmigen, aufgrund der größeren für die Entschädigung relevanten Fläche teurer und personalintensiv zu errichten. Freileitungen bis 30 kV werden nur in Ausnahmefällen neu errichtet; Bestandsanlagen werden durchaus adaptiert.

### Variante 1

Bei der ersten zu untersuchenden Variante handelt es sich um den Ansatz, durch Verstärkungsmaßnahmen an der schwach dimensionierten 10 kV-Leitung eine Verbesserung der Spannungshaltung zu erzielen. Angedacht ist ein kompletter Tausch der bestehenden Freileitung zum Erdkabel mit größerem Leiterquerschnitt. Hintergrund dieser Überlegung ist, durch den geringeren Längswiderstand, der mit der geplanten Erhöhung des Leiterquerschnitts einhergeht, die Verluste der Leitung und die Spannungsänderung zu vermindern.

### Notwendige Maßnahmen:

Beim Ersatz bestehender Freileitungen durch Erdkabel sind üblicherweise Trassenmehrlängen von ca. 10 % einzurechnen, da Freileitungen üblicherweise in direkter Trasse Hindernisse überspannen, Kabel hingegen meist in Straßen und Wegen verlegt um Hindernisse herumführen.

Daher sind für Variante 1 neue Kabel mit einer Länge von 2.500 m vorzusehen.



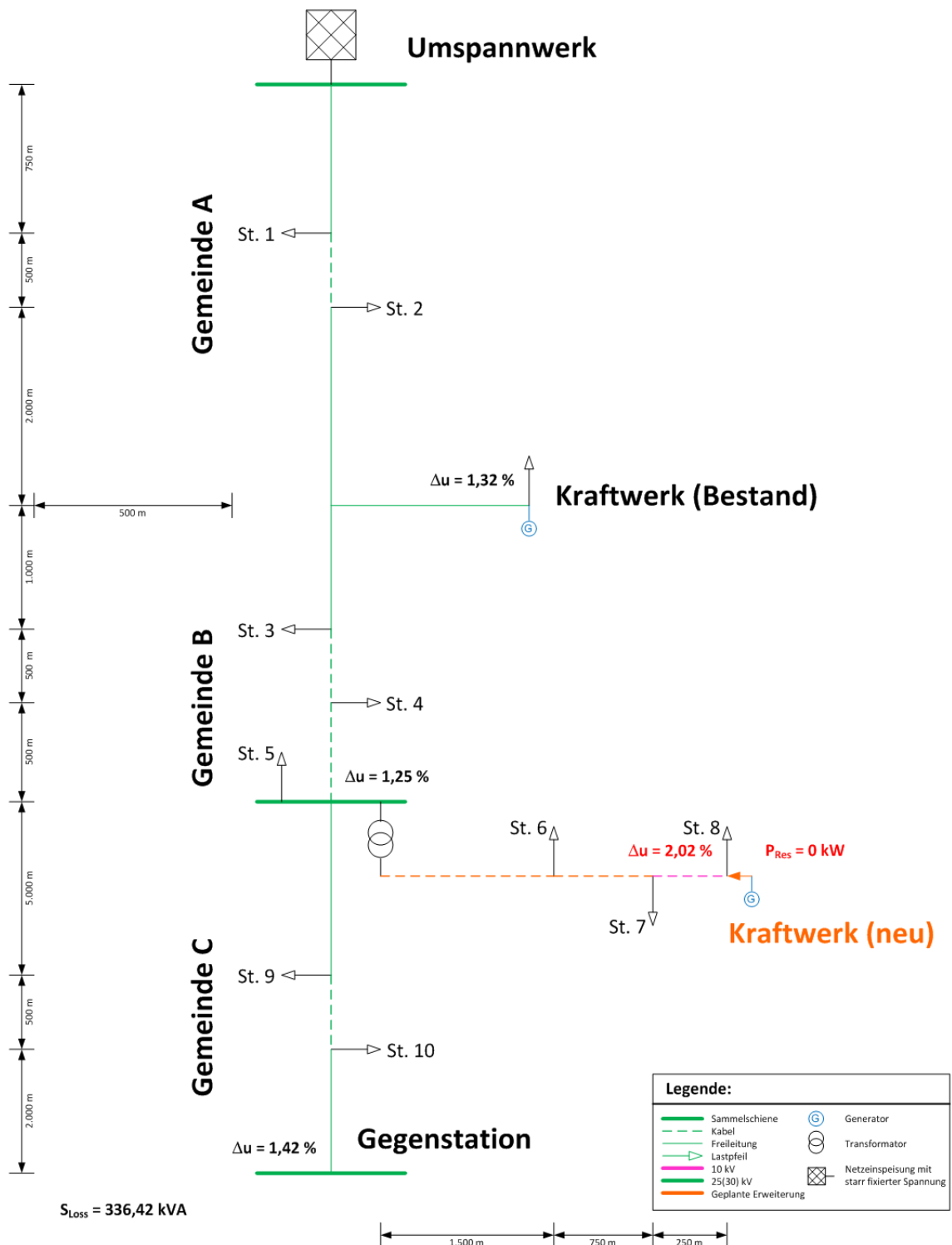


Abbildung 18 Variante 1 Verstärken der 10 kV-Leitung

### **Variante 1a**

Da – wie an der voranstehenden Abbildung ersichtlich – mit dem reinen Freileitungersatz das Problem der relativen Spannungsänderung nicht in den Griff bekommen werden kann, ist die Variante 1 als nicht geeignet einzustufen und wird nicht weiter betrachtet. Um die Idee der 10 kV-Leitungsverstärkung – insbesondere bei Beachtung der nur geringen Grenzwertverletzung – nicht vollständig zu verwerfen, wird diese zur Variante 1a erweitert.

Es wird weiterhin die Verringerung des Widerstandes der Leitung angestrebt. Dabei wird die Reduktion der Leitungsverluste und des Spannungsabfalls so weit zu betreiben sein, dass der Grenzwert der relativen Spannungsänderung nicht weiter verletzt wird. Daher wird bei Variante 1a untersucht, ob sich der Ersatz des bestehenden Kabelstücks zwischen den Stationen 7 und 8 zu einem Leitungsstück höheren Querschnitts derart positiv auswirkt, um dieses Ziel zu erreichen.

### **Notwendige Maßnahmen**

Bei Variante 1a werden die bereits in Variante 1 erläuterten Kabel mit einer anzunehmenden Trassenlänge von 2.500 m zum Ersatz der Freileitung schlagend. Zusätzlich zur bereits genannten Verstärkung wird das Kabel zwischen den Stationen 7 und 8 gegen ein besser geeignetes Betriebsmittel getauscht. Da dieses Stück bereits als Kabel ausgeführt ist, wird von gleicher Trassenlänge ausgegangen. Somit sind in Variante 1a 2.750 m Mittelspannungskabel vorzusehen.

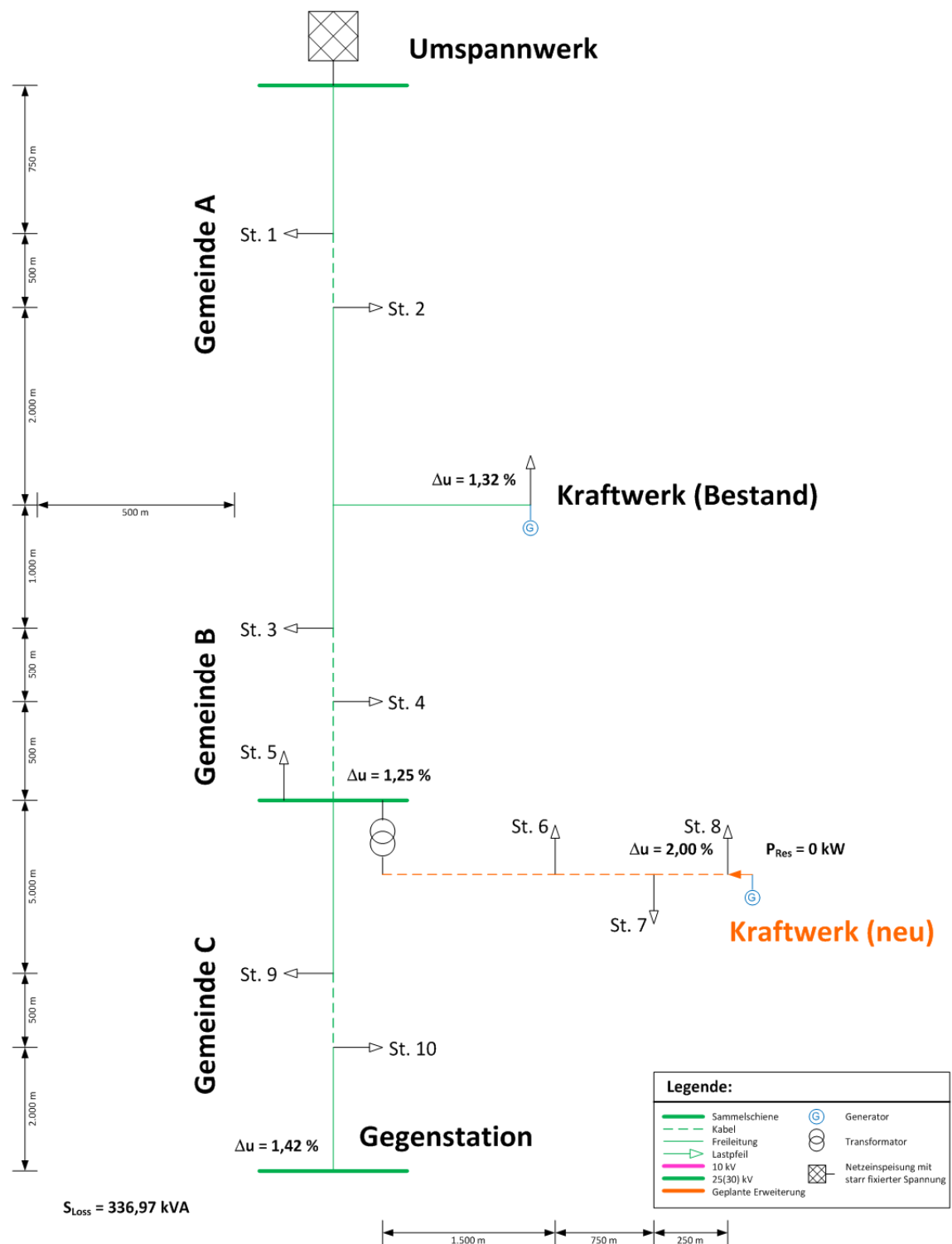


Abbildung 19 Variante 1a Verstärken der 10 kV-Leitung (erweitert)

## **Variante 2**

Die zweite Variante beschäftigt sich damit, die Bestandsleitung durch Erhöhung der Betriebsspannung mit gesteigerter Effizienz zu betreiben.

Da sich bei gleichbleibender Leistung, welche über die versorgten Kunden in der Niederspannungsebene bezogen bzw. erzeugt wird, und höher anzunehmender Betriebsspannung ein geringerer elektrischer Strom einstellt, sinken die Leitungsverluste und die Spannungsänderung wird verringert.

### **Notwendige Maßnahmen:**

Es wird davon ausgegangen, dass sich die 10 kV-Leitung in einem betriebsbereiten Zustand befindet. Dies bedeutet, dass zum Zeitpunkt der Betrachtung die mechanischen und geometrischen Anforderungen an die Mastbauwerke dem Stand der Technik entsprechen, keine unmittelbar notwendigen Instandhaltungsmaßnahmen zu treffen sind und die Leitung in bestehender Form weiter betrieben werden kann. Als notwendige Maßnahme für die Projektkosten wird somit nur der Tausch der Isolatoren berücksichtigt.

Um die Leitung mit 25 kV zu betreiben, ist der in Station 5 befindliche 25(30)//10 kV-Transformator zu entfernen. Der ehemals mit 10 kV betriebene Leitungsabzweig ist in die 30 kV-Schaltanlage zu integrieren. Dies kann im einfachsten Fall mit einem kurzen Anlagenkabel oder mit einer Kupferschiene an das Schaltfeld des Transformators in der bestehenden Station erfolgen. Zusätzlich ist das bestehende 10 kV-Kabel zwischen den Stationen 7 und 8 gegen ein für 25 kV-Betrieb geeignetes Kabel zu ersetzen.

Für die Steigerung der Betriebsspannung bei bestehenden Leitungsanlagen ist eine neue Bau- und Betriebsbewilligung von der dafür zuständigen Behörde einzuholen. Bei einer Leitung im Bestand ist davon auszugehen ist, dass eine solche Bewilligung bereits vorliegt. Daher ist die Änderung der bestehenden Bewilligung bzw. die Erneuerung mit Verweis auf das Bestandsdokument zu erwirken. Da aufgrund des Kabelneubaus ohnehin ein Bescheid zu erwirken ist wird stellt dies keinen Mehraufwand dar.

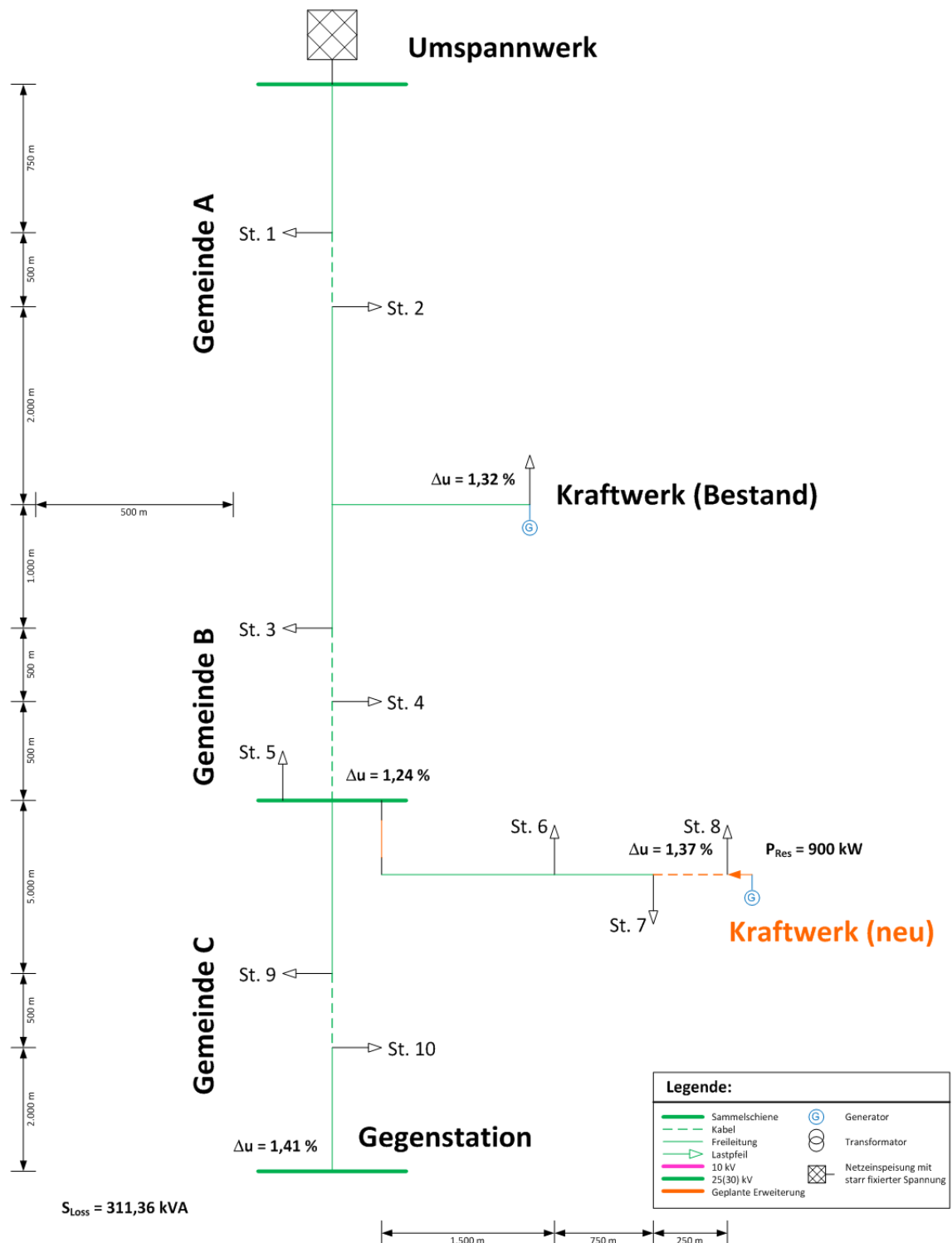


Abbildung 20 Variante 2 Umstellen der Freileitung auf 25 kV Betrieb

**Variante 3**

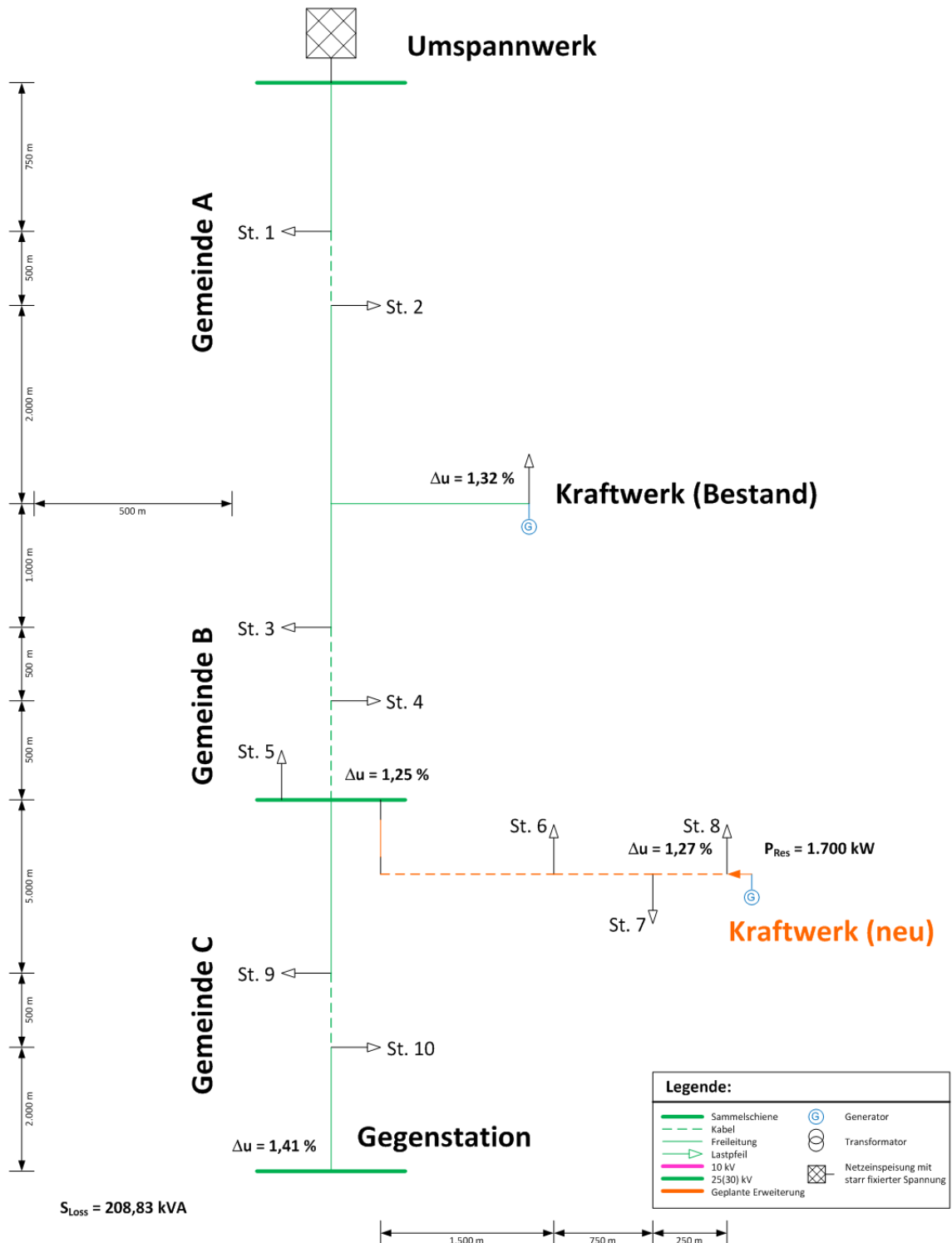
Variante 3 besteht im Wesentlichen darin, die vorhergehenden Varianten zu kombinieren. Durch die Durchführung beider Verbesserungsmaßnahmen sind wesentlich verbesserte elektrische Kennwerte und größere Reserven zu erwarten.

Werden die beiden elektrotechnischen Phänomene geringerer Strom bei gleicher Leistung und geringere Verluste durch Querschnittserhöhung kombiniert, werden die elektrotechnischen Vorteile beider Varianten genutzt, um ein technisch optimales Resultat in der Versorgung zu erzielen.

**Notwendige Maßnahmen**

Die in Variante 3 vorzusehenden Maßnahmen sind im Grunde genommen jene von Variante 1 und Variante 2 in Kombination.

Es sind also die Verlegung von 2.750 m Kabel und die für 25 kV-Betrieb notwendigen Umbauten in den Stationen vorzusehen. Der Umbau der Freileitung wird aufgrund der anschließenden Demontage nicht berücksichtigt.



**Abbildung 21 Variante 3 Verstärken der Freileitung+ Umstellen auf 25 kV Betrieb**

**Variante 4**<sup>50</sup>

Diese Variante beschäftigt sich mit der Option, den technisch geeigneten Anschlusspunkt zu verschieben. Dies hätte zur Folge, dass anstelle einer Verstärkung im öffentlichen Netz der Anschlusswerber an der dafür geeigneten Stelle angeschlossen werden würde und dieser eine entsprechende Leitungsanlage vom Anschlusspunkt zu seiner Anlage zu errichten hätte.

Im konkreten Beispiel bedeutete eine Änderung des Anschlusspunktes die Verlagerung des Verknüpfungspunktes. Der Verknüpfungspunkt ist jener Punkt im Netz, der elektrisch der zu beurteilenden Anlage des Netzbenutzers am nächsten liegt und an dem andere Benutzer angeschlossen sind oder angeschlossen werden können. Somit ist sicherzustellen, dass durch die Verlagerung der Anlage an den geeigneten Punkt die Rückwirkungen im restlichen öffentlichen Netz zulässig sind. Diese Beurteilung wird bis zum Erlangen eines befriedigenden Ergebnisses wiederholt.

**Notwendige Maßnahmen**

Die im öffentlichen Netz notwendigen Maßnahmen sind bei dieser Variante überschaubar, da der Anschlusswerber in seinem hinter dem Anschlusspunkt gelegenen Netz eigenverantwortlich ist. Aufgrund der Tatsache, dass sich die physikalischen Vorgänge in Fremdnetzen gleich auswirken, wie sie es im öffentlichen Netz täten, wird von einem Mittelspannungsanschluss ausgegangen. Für einen solchen ist ein neues Schaltfeld samt Zähl- und Messeinheit vorzusehen.

---

<sup>50</sup> In Anlehnung an die TOR Teil A, a. a. O., Version 1.8 gültig zum 4. Mai 2016



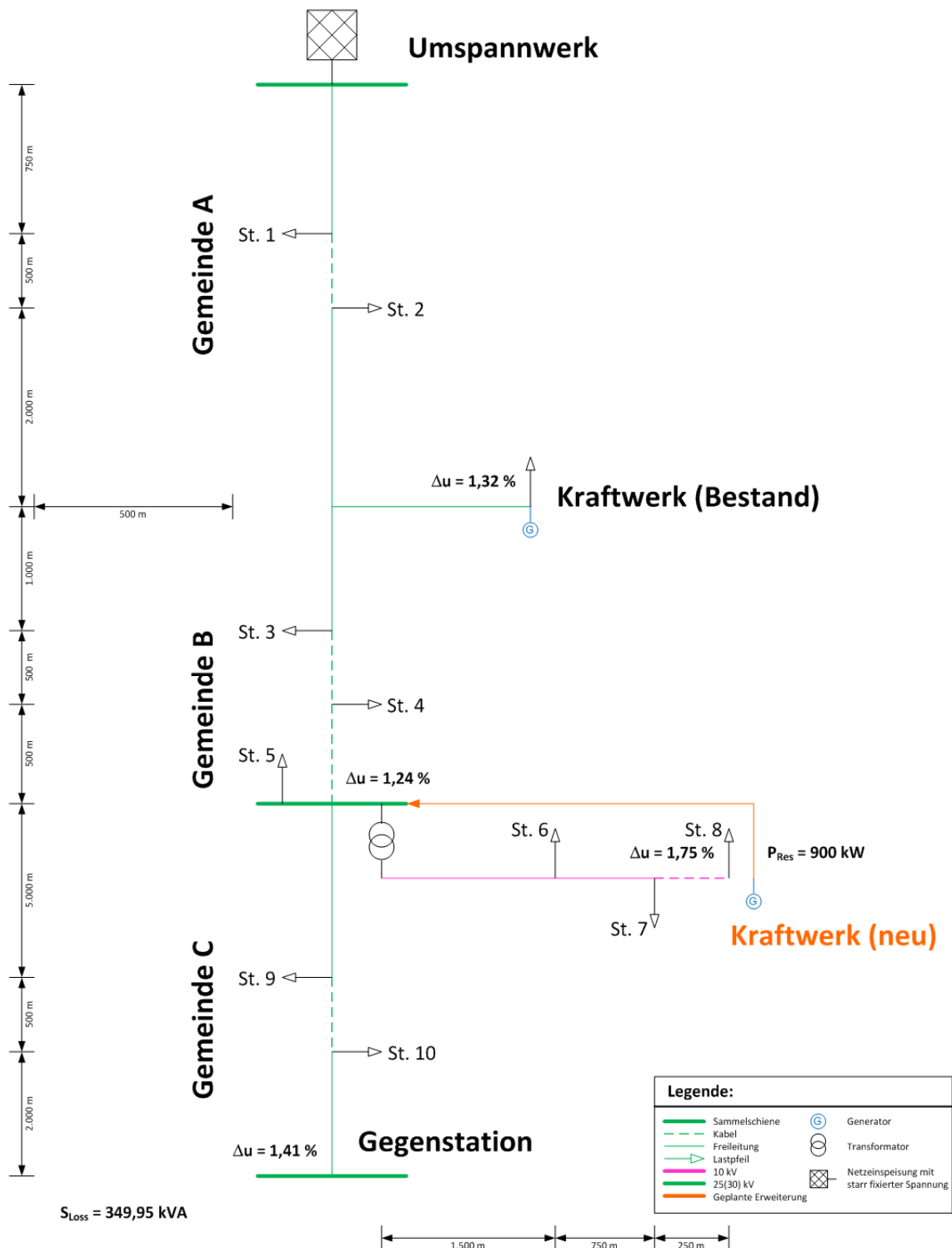


Abbildung 22 Variante 4 Verlegen des Anschlusspunktes

### 3.3 Kostenermittlung

Um für die zur Verstärkung des fiktiven Netzes aufgestellten Varianten realitätsnahe Projektkosten ermitteln zu können, wurden zur Kostenermittlung standardisierte Laufmeter- bzw. Stückpreise verwendet. Diese Schätzpreise setzen sich aus in der Praxis gesammelten Erfahrungswerten, welche anhand von vergleichbaren Projekten ermittelt wurden, und aus Durchschnitts- und Mischpreisen zusammen. Daher erheben die nachfolgenden Schätzungen keinen Anspruch, in konkreten Projekten zwingend gültig zu sein. Vielmehr dienen diese Schätzkosten dazu, eine Mehrzahl theoretischer Modelle überhaupt kostentechnisch vergleichen und bewerten zu können.

Die Kosten setzen sich aus Kostenanteilen des Materials, der Fremdleistung und der Fachmontage zusammen. Üblicherweise werden Dienstleistungen, welche von externen Firmen durch entsprechendes Personal effizienter und kostengünstiger angeboten werden, wie beispielsweise die Grabarbeiten für die Kabelverlegung, an Dritte vergeben. Die Montage von Kabelendverschlüssen, Schaltanlagen, Muffen etc. wird von dem dafür qualifizierten hauseigenen Montagepersonal durchgeführt. Daher ergibt sich je folgender Einzelposition ein Preis, der sich aus den genannten Positionen zusammensetzt.

#### **Kosten der Einzelpositionen**

##### 1) Laufmeterpreis für Mittelspannungskabel

Für Mittelspannungskabel wird als Richtwert für die fiktive Verlegung 150 €/lfm veranschlagt. Hierbei handelt es sich um einen Mischpreis, der eine gemischte Kabeltrasse voraussetzt. Dieser wäre bei vollständiger Asphaltierung der Oberfläche zu gering und bei vollständiger Trassierung außerhalb geschlossener Straßen zu teuer bemessen. Details, wie beispielsweise die Baustelleneinrichtung etc., werden im Richtpreis nicht näher berücksichtigt, da diese in Anbetracht der gesamten Errichtungskosten von Kabelanlagen vernachlässigbar sind.

Der anzunehmende durchschnittliche Laufmeterpreis für die Verlegung von Mittelspannungskabeln setzt sich im Wesentlichen aus den Kosten für den Tiefbau, den Materialkosten und den Kosten der Monteurstunden zusammen. Üblicherweise übersteigen die Grabungsarbeiten das Material und die Herstellung deutlich.

## 2) Umrüstkosten der 10 kV-Freileitung

Um eine bestehende 10 kV-Freileitung mit 25(30) kV betreiben zu können, sind im Wesentlichen die Isolatoren, welche die Isolierstrecke zwischen Mast bzw. Ausleger und dem Leiterseil herstellen, zu tauschen. Der grundlegende Unterschied zwischen den Modellen der Isolatoren für 10 kV bzw. 25(30) kV ist die Größe der unterschiedlichen Bauteile. Da die mechanischen und geometrischen Anforderungen an eine 25(30) kV Freileitung denen einer 10 kV Freileitung gleichen, sind keine weiteren Elemente der Freileitung – wie beispielsweise Mastbauwerke, Ausleger, Leiterseile etc. – zu verändern. Daher ergeben sich geringe Umrüstkosten für den Betrieb mit 25 kV.

Diese werden jeweils für Material und Montage je Tragmast mit 300 € für die Montage von Stützisolatoren und je Abspannmast mit 600 € für die Montage von Abspannketten kalkuliert. Für die Umstellung des Isolationspegels der gesamten Leitung von 10 kV auf 30 kV wird daher ein großzügig kalkulierter Mischpreis von 500 €/je Mast angenommen. Es sind keine nennenswerten Fremdleistungen zu erwarten.

## 3) Umbaumaßnahmen in Station 5

Um den abzweigenden Netzabschnitt mit 25(30) kV betreiben zu können, sind Umbauten in der Station 5 notwendig. Im Wesentlichen ist der 25(30)/10 kV-Transformator außer Betrieb zu nehmen. Dies geschieht, indem der Netzabzweig, der zu den Stationen 6 – 8 führt, direkt an das Schaltfeld angeschlossen wird, mit welchem vormals der 25(30)/10 kV-Transformator verbunden war, ohne weitere Schaltanlagen installieren zu müssen.

Hierzu ist eine kurze elektrische Verbindung mit speziellen Anlagenkabeln oder mit Kupferschienen vorzunehmen. Die genannten Umbaumaßnahmen werden inkl. Material, Hilfskonstruktionen und Montage pauschal mit 5.000 € bewertet. Es wird davon ausgegangen, dass ein allfällig neu zu verlegendes Erdkabel bis zur dafür vorgesehenen Schaltzelle geführt wird. Bei komplettem Ersatz der Freileitung entfällt daher diese Position.

#### 4) Anschluss des neuen Kraftwerks

Für den tatsächlichen Anschluss des Kraftwerks ergeben sich Kosten der Kabel- und Zählermontage, der Anfahrt und des Inbetriebnehmens. Da diese Kosten bei den Varianten 1 – 3 gleichermaßen anfallen, werden die Kosten für den Niederspannungsanschluss ab Station 8 vernachlässigt.

Wird der Anschlusswerber hingegen ab der Station Nummer 5 angebunden, ist davon auszugehen, dass aufgrund des Spannungsabfalls, der an der fremden Leitung auftritt, nur ein Mittelspannungsanschluss durchführbar ist. Der Mehraufwand eines Anschlusses in der Mittelspannungsebene wird in folgender Position berücksichtigt. Es wird der Einbau einer Schaltzelle, eines Schutzgerätes und einer Zählmesseinrichtung mit einer Pauschale von 25.000 € bemessen.

#### 5) Umrüsten der Stationen 6 – 8 auf 25 kV-Betrieb

Bei den bestehenden Umspannstationen 6 – 8 fallen für den 25 kV-Betrieb ebenfalls Umrüstkosten an. Diese erklären sich damit, dass in jedem Fall die Transformatoren, die Hochspannungssicherungen und die Überspannungsableiter gegen jene mit richtigen Spannungspegeln zu tauschen sind.

Abhängig davon, ob die Schaltgeräte bereits der Baureihe für 25(30) kV entsprechen, können sich weitere Umrüstkosten erübrigen. Dies ist in Mischnetzen, wie dem vorliegenden mit 25(30) und mit 10 kV betriebenen Netz, allerdings nur als Vorleistung für eine Umstellung bei Stationen neueren Baujahrs zu erwarten. Unter der Voraussetzung, dass bei den älteren Stationen die Schaltgeräte aufgrund der Bauart und/oder des technischen Fortschritts gegen entsprechend bessere Geräte getauscht werden können und Stationen neueren Baujahres nicht gravierend zu adaptieren sind, wird wiederum ein Mischpreis angewandt. Bei diesem wird davon ausgegangen, dass eine Station mit einer Schaltanlage mit SF<sub>6</sub>-Technik umzurüsten ist (rund 25.000 € inklusive Transformator- und Ableitertausch), eine zweite mit einem neuen Freiluftschaltgerät ausgestattet wird (rund 15.000 € inklusive Transformator- und Ableitertausch) und bei einer dritten Station lediglich die Ableiter, die Sicherungen und der Transformator zu tauschen sind (rund 5.000 €). Aus dem Drittel der Summe lässt sich ein zu erwartender Preis je Station von rund 15.000 € errechnen.

**Variantenkosten**

Aus den in den vorherigen Kapiteln beschriebenen Überlegungen sind die zu erwartenden Kosten der einzelnen Projekte zu ermitteln. Diese werden anhand der notwendigen Maßnahmen erhoben und mittels der beschriebenen Grobkosten – ohne Anspruch auf ein exaktes Ergebnis – geschätzt.

**Variante 1a**

Da Variante 1 nicht den gewünschten Effekt erbringen konnte und zur Variante 1a erweitert wurde wird nur diese Variante 1a geschätzt.

Variante 1a beschreibt die Verstärkung der mit 10 kV betriebenen Leitung mittels Erdkabel auf gesamter Länge. Für den Ersatz der Freileitung wird ein Aufschlag für die Trassenmehrlänge vorgesehen. Beim Ersatz der Kabelleitung wird auf die Berücksichtigung dieses Aufschlages verzichtet.

**Grobkosten:**

Ersatz der Freileitung zum Erdkabel (Länge ca. 2.500 m)

€ 375.000,00

Ersatz des 10 kV-Kabels (Länge ca. 250 m)

€ 37.500,00

**Summe:**

---

€ 412.500,00

Variante 2

Variante 2 befasst sich damit, die bestehende Leitungsanlage weiterhin zu nutzen. Da diese 10 kV-Freileitung bereits in Betrieb ist, werden keine besonderen Umbauarbeiten vorgesehen. Es wird davon ausgegangen, dass der Tausch der Isolatoren gemäß dem Stand der Technik durchführbar ist und die Stationen ohne Ersatzneubauten für den 25 kV-Betrieb zu adaptieren sind.

Es ist die Station 5 entsprechend der Zusammenstellung umzurüsten.

Bei Mittelspannungsfreileitungen liegt die durchschnittliche Spannfeldlänge – also dem Abstand zwischen den Masten – zumeist zwischen 80 und 100 m. Dies entspricht bei einer Freileitungslänge von 2.250 m grob 25 Maststützpunkten. Das Umrüsten von 25 Maststützpunkten wird mit 12.500 € bewertet.

Im hinteren Bereich der 10 kV-Stichleitung, welche dort als Kabel ausgeführt ist, wird ein Kabeltausch zum für 30 kV isolierten Kabel erforderlich sein. Dabei wird davon ausgegangen, dass ein Tausch in bestehender Trasse erfolgt.

**Grobkosten:**

Tausch der Isolatoren

€ 12.500,00

Umrüsten der Stationen 6 – 8 für 25 kV-Betrieb

€ 45.000,00

Ersatz des 10 kV-Kabels (Länge ca. 250 m)

€ 37.500,00

25(30) kV-Anlagenumbau Station 5

€ 5.000,00

**Summe:**

---

€ 100.000,00

Variante 3

Die dritte Variante kombiniert die Überlegungen der beiden vorhergehenden Varianten. Daher sind die Kosten beider Varianten zu berücksichtigen. Lediglich die Kosten der Adaptionsarbeiten an der Freileitung entfallen.

**Grobkosten:**

Ersatz der Freileitung zum Erdkabel (Länge ca. 2.500 m)

€ 375.000,00

Rüsten der Stationen 6 – 8 für 25 kV-Betrieb

€ 45.000,00

Ersatz des 10 kV-Kabels (Länge ca. 250 m)

€ 37.500,00

25(30) kV-Anlagenumbau Station 5

€ 5.000,00

**Summe:**

---

**€ 462.500,00**

Variante 4

Bei Variante 4 wird davon ausgegangen, dass der Anschlusswerber mittels Verlegung einer Fremdleitung ausgehend von Station 5 die erzeugte Leistung direkt in das 25(30) kV-Netz abtransportiert. Es sind – abgesehen vom Anschluss – keine größeren Adaptionen im Netz zu erwarten.

**Grobkosten:**

Errichten des Übergabeschaltfeldes samt Zähl & Messeinrichtung

€ 25.000,00

**Summe:**

---

**€ 25.000,00**



## 4 Variantenvergleich

Um eine möglichst objektivierte Aussage zur Integration der weiteren Erzeugungsanlage im fiktiven Mittelspannungsnetz zu treffen, wurden verschiedene Varianten der Netzertüchtigung aufgestellt. Diese Varianten sind durch Entscheidungsmethoden miteinander in Vergleich zu bringen.

Bei der Anwendung der Entscheidungsmethoden ist es von besonderer Bedeutung, die Entscheidungskriterien und deren Gewichtung für die Bewertung im Vorfeld zu definieren und während der Bewertung nicht weiter zu verändern. Andernfalls wäre das Ergebnis als willkürlich verändert bzw. subjektiv zu Gunsten einer Option manipuliert anfechtbar und die Entscheidungsfindung wäre nicht wissenschaftlich korrekt durchgeführt worden.

Der Übersichtlichkeit halber werden die Bewertungskriterien in technische und wirtschaftlich/organisatorische Bewertungspunkte unterteilt. Da einige Punkte sowohl technisch als auch wirtschaftlich/organisatorisch von Interesse sind, werden diese Punkte der Kategorie zugeordnet, deren überwiegendem Interesse diese Aspekte entsprechen.

Zu der technischen Bewertungskategorie zählen die Spannungsänderung als Merkmal der elektrotechnischen Eignung der Variante zur Bewältigung des ursprünglich zu lösenden Problems und die Merkmale der Abwicklung als Maß für die Umsetzbarkeit. Die langfristigen Verbesserungen im Dienste des Netzes werden geteilt kategorisiert. Als technische Kriterien verbleiben die Reserven, welche im Netz verbleiben, und die Bewertung der Netzstruktur.

Zur Kategorie der wirtschaftlich/organisatorischen Bewertungsparameter reihen sich die geschätzten Umsetzungskosten und die Bewertung der Effizienz nach Umsetzung ein. Des Weiteren werden die verbliebenen Kriterien der langfristigen Verbesserungen im Netz dieser Kategorie zugeordnet. Somit sind die Bewertung der zu erwartenden Instandhaltungskosten und das zu erwartende Störaufkommen ebenfalls wirtschaftlich/organisatorische Bewertungsparameter.

Den einzelnen Entscheidungsparametern werden Gewichte zugeteilt. Diese Gewichtung ermöglicht, Kategorien als besonders entscheidungsrelevant oder als weniger entscheidungsrelevant einzustufen. In der nachstehenden Tabelle werden sowohl die Zuordnung der Kategorien als auch die Gewichte dargestellt. Die Gewichte wurden zuvor festgelegt und entsprechen einer in der Praxis üblichen Verteilung.

technische Bewertung	Gew.	wirtschaftlich/organisatorische Bewertung	Gew.
Spannungsänderung	15	Kosten	30
Abwicklung	5	Effizienz	5
Umsetzbarkeit	10	langfristige Verbesserungen im Netz	
langfristige Verbesserungen im Netz		zu erwartende Instandhaltungen	10
Reserven	10		
Netzstruktur	5	zu erwartende Störungen	10

Tabelle 7 Kategorisierung der Entscheidungskriterien

Diese Varianten werden je Kriterium auf ihre Tauglichkeit bewertet. Die Ergebnisse werden mittels der geeigneten Skalierungsverfahren zu Entscheidungsparametern umgewandelt und als Entscheidungsmatrix in die Bewertungstabelle übertragen. Das Zusammenfassen dieser skalierten Datensätze zu einer gesamthaften Bewertungstabelle wird sodann interpretiert, um die zur Umsetzung zu empfehlende Variante definieren zu können.

Sofern ein Entscheidungskriterium einen Zahlenwert, der die Eignung zur Lösung des Problems beschreibt, zurückliefert, kann mittels der kardinalen Skalierung ein exakter Wert des Entscheidungsparameters ermittelt werden. Die Umrechnung erfolgt mit dem arithmetischen Mittel skaliert zwischen dem in den Varianten vertretenen Minimum und dem in den Varianten vertretenen Maximum des jeweiligen Kriteriums. Dieses Vorgehen mit exakten Daten ermöglicht ein sehr hohes Maß der Objektivität.

Verfügt ein Entscheidungskriterium nicht über Zahlenwerte, sind diese Kriterien wesentlich schwieriger objektiv zu bewerten. In den nachstehenden Teilen werden solche Kriterien daher mittels der ordinalen Skalierung und den dahinter stehenden Argumenten bewertet. Es wird also eine Reihenfolge gewählt, welche Variante den zu wertenden Aspekt am besten bedient. Die übrigen Varianten werden absteigend sortiert. Auf die Unterschiede der Zielerreichung zwischen den Varianten wird nicht eingegangen.

Die zu vergebenden Punkte werden so unter den zu wertenden Varianten verteilt, dass die negativste Ausprägung keine Punkte und die positivste Ausprägung 10 Punkte erhält. Die verbleibenden Varianten werden durch aliquote Punkteverteilung bewertet. Sich positiv auswirkende Aspekte – wie beispielsweise die Effizienz – werden direkt skaliert. Sich negativ auswirkende Aspekte werden indirekt proportional skaliert, da beispielsweise die niedrigsten Projektkosten die wünschenswerteste Ausprägung darstellen. Die Skalierung hätte – beispielsweise bei Höchst- oder Niedrigstwerten – auch auf einen Ziel- / Grenzwert oder einen zu erwartenden Wert erfolgen können. Es wird auf die beobachteten Minima / Maxima skaliert.

### **Anwendung der Nutzwertanalyse**

Zur Anwendung der Nutzwertanalyse wurde im ersten Schritt eine Zielfunktion erstellt. Es werden dabei gleichartige Aspekte der Entscheidung in der Gruppe „langfristige Verbesserungen im Netz“ zusammengefasst. So kann die Übersichtlichkeit gesteigert werden. Das Gewicht der gesamten Gruppe wird auf die einzelnen Aspekte durch Multiplikation aufgeteilt. Diese Gruppierung wurde graphisch dargestellt und im Anhang angefügt.

Für die eigentliche Nutzwertanalyse werden lediglich die absoluten Gewichtungen verwendet. Um doppelte Wertungen zu verhindern, wird im Normalfall nur in der untersten Ebene gewertet. Nun können die verschiedenen Verfahren und Methoden zur Skalierung angewandt werden. Es werden in dieser Entscheidungsfindung die kardinale und die nominale Skalierung angewandt.

### **Anwendung der Dominanzen**

Zur Verminderung der Komplexität und zur Steigerung der Übersichtlichkeit werden vor der eigentlichen Bewertung der Varianten jene Varianten, welche sich durch Verletzung strenger Grenzwerte oder ungebrochen schlechter Bewertungen disqualifizieren, im Vorfeld von der Entscheidungsfindung ausgeschieden.

Zu solchen Grenzwerten zählt das Kriterium der Spannungsänderung. Da dieser Grenzwert von übergeordneter Stelle unanfechtbar vorgegeben ist, scheiden jene Varianten mit  $\Delta u_{max} > 2\%$  sofort aus. Dies betrifft im konkreten Fall Variante 1, welche somit im Entscheidungsprozess keine weitere Beachtung erfährt.

Es sind keine Absolutdominanzen erkennbar. Wahrscheinlichkeiten sind auf Grund der Entscheidung unter dem Gesichtspunkt Sicherheit nicht vorhanden.

## 4.1 Technische Bewertung

In diesem Teil der Entscheidungsfindung sind jene technischen Entscheidungsparameter, welche durch die Problemanalyse vorgegeben und beschrieben wurden, zu bewerten. Es handelt sich dabei um die relative Spannungsänderung, die Abwicklung und die Umsetzbarkeit der geplanten Maßnahmen. Bei den technischen Bewertungspunkten finden sich auch die Reserven und die Netzstruktur als Parameter für die langfristigen Verbesserungen im Netz wieder.

### Spannungsänderung

Den gewichtigsten technischen Parameter in der Beurteilung stellt die relative Spannungsänderung dar. Gemessen wird diese stets am schlechtesten Punkt im miteinander verbundenen Mittelspannungsnetz. Dieser Punkt könnte theoretisch jeder mit dem Netz verbundene Knoten sein. Da sich die verbrauchte und erzeugte Leistung im Netz saldieren und dieser Saldo den Lastfluss bestimmt ist der Knoten mit der maximalen relativen Spannungsänderung üblicherweise direkt bei den Erzeugungsanlagen und/oder aufgrund der größeren Impedanz am Ende der verbundenen Leitung. Die augenscheinlich kritischsten Punkte wurden beurteilt (siehe Abbildung 16 bis Abbildung 22) und das Maximum der Spannungsänderung wurde als Bewertungskriterium verwendet.

Spannungsänderung		Variante 1a	Variante 2	Variante 3	Variante 4
<b>Ergebnis</b>	%	2	1,41	1,41	1,75
Maximum	2	x			
Minimum	1,41		x	x	
<b>Entscheidungsparameter</b>		0,00	10,00	10,00	4,24

**Tabelle 8 Variantenbewertung Spannungsänderung**

### Interpretation

In den mit 25 kV betriebenen Varianten ist die ehemals mit 10 kV betriebene Abzweigleitung nicht länger der Schwachpunkt des Netzes. Vielmehr ist der kritischste Punkt bei diesen Varianten das Leitungsende, an welchen sich die relative Spannungsänderung gleichermaßen auswirkt. Generell ist zu erkennen, dass diese Varianten eine wesentliche Verbesserung in der Spannungshaltung ergeben.

### **Abwicklung**

Der zweite Punkt, den es im Punktbewertungsmodell zu bewerten gilt, urteilt über die Herstellung des ermittelten Konzeptes. Hier soll weniger die Variante an sich als die tatsächliche Umsetzung bewertet werden. Die dahinterstehenden wesentlichen Merkmale sind:

- **Separate Abwicklung**  
Die Möglichkeit, die neuen Anlagenteile in Betrieb zu nehmen, ohne andere zuvor außer Betrieb nehmen zu müssen. Dies ermöglicht eine geordnete Umsetzung ohne Zeitdruck.
- **Dauer und Anzahl der Abschaltung(en)**
- **Aufwand während der Umsetzung**

<b>Abwicklung</b>		<b>Variante 1a</b>	<b>Variante 2</b>	<b>Variante 3</b>	<b>Variante 4</b>
<b>Ergebnis</b>		2	3	4	1
<b>Entscheidungsparameter</b>		6,67	3,33	0	10

**Tabelle 9 Variantenbewertung Abwicklung**

### **Interpretation**

Variante 4 ist im Bewertungspunkt Abwicklung als die am besten geeignete Variante zu bestimmen. Schließlich ist die Arbeit für den Netzbetreiber auf die Herstellung und den Einbau einer Schaltzelle beschränkt. Diese kann zuvor in der Werkstätte vorbereitet und vor Ort in einer kurzen Abschaltung eingebaut werden. Abhängig davon, ob die Fremdleitung bereits errichtet wurde, kann diese sofort oder später ohne weitere Abschaltung des öffentlichen Netzes direkt am neu errichteten Abzweig angebunden werden. Daher ergeht die Maximalpunktezahl an Variante 4.

Variante 1a beschreibt das Verlegen einer neuen Kabelleitung. Diese kann bereits vorab errichtet und ohne großen Aufwand in Betrieb genommen werden. Die Dauer der Abschaltung wird als etwas länger angenommen, da die Abwicklung und Koordination der Kabellegung und der zeitgleichen Inbetriebnahme einen Mehraufwand für den Netzbetreiber bedeutet.

Variante 2 beschreibt die Umstellung der Freileitung auf 25 kV Betrieb. Hierzu ist der 25(30)/10 kV Transformator in Station 5 zu entfernen und zu überbrücken. Weiters sind bei den Stationen 6 bis 8 sämtliche Komponenten für den 25 kV Betrieb zu rüsten. Sind Schaltgeräte betroffen können diese im Vorfeld getauscht werden. Die Transformatoren und Überspannungsableiter hingegen sind in einer gemeinsam koordinierten Aktion zu wechseln. Dieser Tausch hat zwingend nach Abschaltung der 10 kV-Komponenten und vor Inbetriebnahme der 25 kV-Komponenten erfolgen. Das bedeutet, dass sämtliche genannte Komponenten in einer Abschaltung synchron zu ersetzen sind.

Bei Variante 3 werden im Wesentlichen die genannten Nachteile der Variante 2 mit dem Aufwand einer zusätzlichen Inbetriebnahme des neuen 25(30) kV-Kabels kombiniert. Daher ist diese Variante als die aufwändigste und in der Abwicklung komplizierteste Variante zu bewerten.

### Umsetzbarkeit

Das Kriterium der Umsetzbarkeit soll die Varianten gesamthaft auf ihre Realisierbarkeit überprüfen. Es werden externe Einflüsse (wie beispielsweise die der Grundeigentümer, der Öffentlichkeit und indirekt betroffener Parteien) bewertet.

Umsetzbarkeit		Variante 1a	Variante 2	Variante 3	Variante 4
Ergebnis		2	1	3	4
Entscheidungsparameter		6,67	10	3,33	0

**Tabelle 10 Variantenbewertung Umsetzbarkeit**

### Interpretation

Bei der Variante 2 werden keine Anlagenteile neu errichtet. Da es sich um Bestandsanlagen handelt wird der Einfluss auf die Umwelt als äußerst gering eingestuft. Es wird die Maximalpunktezahl vergeben.

Variante 1a beschreibt die Neuverlegung einer Kabelleitung. Da die bestehende Freileitung anschließend demontiert wird kann davon ausgegangen werden, dass dieser Mehrwert bei den externen Parteien als Aufwertung aufgenommen wird.

Variante 3 beschreibt im Prinzip dieselbe nach außen wirksame Maßnahme. Da aufgrund der Umrüstung auf 25 kV Betrieb jedoch längere Herstelldauern bedeutet, wird die Umsetzbarkeit als weniger vorteilhaft eingeschätzt.

Bei Variante 4 ist die Umsetzbarkeit für den Netzbetreiber kein großes Problem. Allerdings muss der Anschlusswerber das in seinem Eigentum befindliche Kabel selbst errichten. Da in der Öffentlichkeit nur geringes Verständnis für private Mittelspannungsanlagen vorherrscht und Protest von Projektgegnern zu erwarten ist, wird diese Maßnahme schwierig in der Umsetzbarkeit eingestuft. Insbesondere, da die 10 kV-Freileitung weiterhin bestehen bleibt, wird der Variante 4 die unwahrscheinlichste Realisationswahrscheinlichkeit zugesprochen.

## Reserven

Eine weitere Bewertungsgröße stellen die Reserven dar. Bewertet wird, ob nach der Umsetzung der Netzertüchtigungen weitere Erzeugungsanlagen in das Netz integriert werden können.

Reserven		Variante 1a	Variante 2	Variante 3	Variante 4
Ergebnis	kW	0	900	1.700	700
Maximum	1.700			x	
Minimum	0	x			
Entscheidungsparameter		0,00	5,29	10,00	4,12

Tabelle 11 Variantenbewertung Reserven

## Interpretation

Bei Variante 3, bei der sowohl durch das Erhöhen der Betriebsspannung als auch durch das Senken des Leitungswiderstandes eine Verbesserung angedacht sind, sind die größten Reserven in Anbetracht der Spannungshaltung zu erwarten. Daher sind dieser Variante die meisten Punkte zuzuweisen.

Variante 2 kann durch die Steigerung der Versorgungsspannung ebenfalls mit erheblichen Reserven zur Integration weiterer Erzeugungsanlagen überzeugen.

Variante 4 zeigt, dass durch Abtransport der zusätzlich erzeugten Energie direkt zum 25(30) kV-Netz ebenfalls Reserven generiert werden. Da die erzeugte Leistung nicht in die mit 10 kV betriebenen Anlagen einwirkt, ergibt sich ein geringerer Spannungshub. Das Netz kann also nach Realisierung von Variante 4 am Punkt mit der größten Spannungsänderung weitere dezentral erzeugte Energie übernehmen.

Bei Variante 1a sind keine Reserven vorhanden. Diese Variante wurde bereits bis zur Tauglichkeit erweitert und stößt mit der konkret gestellten Aufgabenstellung an die Grenzen der zulässigen Grenzwerte.



### Netzstruktur

Der abschließende technische Bewertungspunkt beurteilt die Netzstruktur. Hierbei sind folgende Aspekte ausschlaggebend.

- Altersstruktur bzw. Anteil neuer Netzkomponenten
- Möglichkeit weiterer Netzverstärkung(en)

Netzstruktur		Variante 1a	Variante 2	Variante 3	Variante 4
Ergebnis		3	2	1	4
Entscheidungsparameter		3,33	6,67	10	0

**Tabelle 12 Variantenbewertung Netzstruktur**

### Interpretation

Bei Variante 3 handelt es sich um die meist ansprechende Verstärkungsvariante. Es handelt sich bei dieser Variante um einen wünschenswerten Idealzustand mit übersichtlicher Netzstruktur, geringer Anzahl alter Anlagenteile und den besten elektrischen Kennwerten aller zu vergleichenden Varianten.

Variante 2 beschreibt die Umrüstung des Netزابzweiges auf 25 kV Betrieb wodurch der 25(30)/10 kV-Transformator entfällt. Somit ergibt sich auch in dieser Variante ein einfach strukturiertes Netz mit durchgehend gleicher Betriebsspannung. Nach Umsetzung von Variante 2 bleibt die Mittelspannungsfreileitung weiterhin in Betrieb. Dieser Nachteil bei der Spannungshaltung im Vergleich zu Variante 3 bietet die Möglichkeit, die Leitung bei weiterem Handlungsbedarf zu einem späteren Zeitpunkt durch Erdkabel zu ersetzen. Daher wird Rang zwei vergeben.

Bei Variante 1a wird die 10 kV-Leitung lediglich durch ein Kabel ersetzt. Der 25(30)/10 kV-Transformator in Station 5, die nachteilige Betriebsspannung und die bestehenden Betriebsmittel bleiben ohne Ersatz durch neue Anlagenteile erhalten.

Bei Variante 4 handelt es sich um das Errichten eines im Fremdeigentum befindlichen Parallelnetzes. Solche Parallelnetze sind aufgrund der doppelt anfallenden Verluste ineffizient. Des Weiteren steht das teuer errichtete Fremdnetz nur dem Kraftwerksbetreiber, nicht aber der Versorgung der öffentlichen Allgemeinheit zur Verfügung. Aus diesen Gründen wird diese Netzstruktur als nicht anstrebenswert bewertet.

## 4.2 Wirtschaftlich / organisatorische Bewertung

Im Teil der wirtschaftlichen und organisatorischen Bewertung werden die verbleibenden, in der Problemanalyse beschriebenen, Bewertungskriterien, welche keine Berücksichtigung in der Beurteilung auf technische Eignung erfahren haben, bewertet. Hier handelt es sich namentlich um die zu erwartenden Projektkosten und die Effizienz des Systems. Die unter der Kategorie „langfristigen Verbesserungen im Netz“ gebündelten Punkte der zu erwartenden Instandhaltung und der zu erwartenden Störungen sind ebenfalls im Bereich der wirtschaftlich / organisatorischen Bewertung zu finden.

### Kosten

Die grob kalkulierten Kosten der Projektvarianten sind das einflussreichste Entscheidungskriterium in der Entscheidungsfindung. Die Projektkosten werden indirekt proportional zwischen dem beobachteten Minimum und dem beobachteten Maximum skaliert.

Laufende Aufwendungen für den Betrieb des Netzes werden in den Kategorien zu erwartende Instandhaltung und zu erwartende Störungen berücksichtigt.

Kosten		Variante 1a	Variante 2	Variante 3	Variante 4
<b>Ergebnis</b>	k€	412	100	462,5	25
Maximum	462,5			x	
Minimum	25				x
<b>Entscheidungsparameter</b>		1,15	8,29	0,00	10,00

**Tabelle 13 Variantenbewertung Kosten**

### Interpretation

Es ist zu beobachten, dass jene Varianten, bei denen größere Längen neuer Kabel zu verlegen sind, das betrifft insbesondere Variante 1a und Variante 3, bezüglich der Kosten extrem nachteilig zu bewerten sind. Die Varianten mit den vergleichsweise günstigen Umbaumaßnahmen in den Stationen hingegen – es handelt sich hierbei um Variante 2 und Variante 4 – sind deutlich im Vorteil.

## **Effizienz**

Von Netzbetreibern wird von übergeordneter Stelle in konsequenter Weise Effizienz verlangt. Diese ist gemäß dem Regulierungsprogramm stets zu steigern. Um ein handfestes Maß für die Effizienz des Netzes nach erfolgtem Ausbau liefern zu können, werden die aus Blind- und Wirkleistung bestehenden Verluste zu einer komplexen Verlustleistung  $S_{\text{Loss}}$  umgerechnet. Auch wenn Netzverluste weiterverrechnet werden, bleiben sie ein geeignetes Maß für die Effizienz im Netz.

Effizienz		Variante 1a	Variante 2	Variante 3	Variante 4
Ergebnis	kVA	336,97	311,36	208,83	349,95
Maximum	349,9				x
Minimum	208,8			x	
Entscheidungsparameter		0,92	2,73	10,00	0,00

**Tabelle 14 Variantenbewertung Effizienz**

## **Interpretation**

Variante 3 besticht durch die mit Abstand geringste Verlustleistung. Diese erklärt sich dadurch, dass sowohl der 25(30)/10 kV Transformator als auch die ineffiziente Freileitung durch moderne Betriebsmittel ersetzt wurden.

Bei Variante 2 entfällt ebenfalls der zu magnetisierende 25(30)/10 kV-Transformator in Station 5. Aufgrund des geringen Leiterseilquerschnitts bleiben die Verluste aber insgesamt von beträchtlichem Ausmaß.

In Variante 1a entfällt hingegen die schwache Freileitung. Die (hauptsächlich induktive) Verlustleistung des 25(30)/10 kV-Transformators übersteigt allerdings die durch die Erhöhung des Querschnitts erreichte Verbesserung.

Variante 4 ersetzt kein Anlagenteil durch effizientere Betriebsmittel. Daher bleiben die Netzverluste maximal. Genau genommen werden mit der Fremdleitung sogar zum weiterhin verwendeten Altbestand neue Anlagenteile zusätzlich in Betrieb genommen. Diese fanden in der Beurteilung allerdings keine Berücksichtigung, da einerseits über diese Anlagenteile keine Informationen bekannt sind oder angenommen wurden und andererseits diese Verluste hinter dem Zählpunkt anfallen. Diese Verluste wären also durch die vom Kraftwerk erzeugte Energie gedeckt.

### Zu erwartende Instandhaltungen

Als weiteres wirtschaftlich / organisatorisches Bewertungselement werden die nach Realisierung der jeweiligen Variante zu erwartenden Instandhaltungsmaßnahmen bewertet. Als Quellen für künftige Instandhaltung gelten:

- Anlagenstruktur nach Realisierung der Projektvariante  
Da Freileitungsabschnitte nach wiederkehrenden Inspektionen, Masttausch und Reparaturen aufgrund externer Einflüsse verlangen, wirkt ein erhöhter Freileitungsanteil in dieser Kategorie negativ.
- Vorhandensein von Parallelnetzen  
Aufgrund doppelt anfallender Aufwendungen für den laufenden Betrieb sind Parallelstrukturen – wo nicht zwingend notwendig – zu vermeiden.

zu erw. Instandhaltungen		Variante 1a	Variante 2	Variante 3	Variante 4
Ergebnis		2	3	1	4
Entscheidungsparameter		6,67	3,33	10	0

**Tabelle 15 Variantenbewertung Zu erwartende Instandhaltung**

### Interpretation

Variante 3 schneidet bezüglich der zu erwartenden Instandhaltungsmaßnahmen von allen Varianten am besten ab, da die komplette Leitung zum neuen Kraftwerk neu gebaut und auf den Stand der Technik gebracht wird.

Variante 1a belegt den zweiten Rang. Trotz Vorhandenseins des 25(30)/10 kV-Transformators, der im Instandhaltungsfall teuer zu reparieren oder neu zu beschaffen wäre, entfallen die Leitungsstützpunkte der ehemaligen 10 kV-Leitung auf ganzer Länge, was sich auf die Bewertung positiv auswirkt.

Bei Variante 2 entfällt der 25(30)/10 kV-Transformator. Da die Leitungsanlage nur adaptiert wird, kann hier nicht von neuwertigem Anlagengut ausgegangen werden.

Variante 4 lässt keine Reduktion der Instandhaltungsmaßnahmen erkennen. Es werden sogar diesem Kriterium entgegenwirkend weitere instandhaltungsrelevante Anlagenteile hinzugefügt ohne bestehende Anlagen zu ersetzen.

### Zu erwartende Störungen

Der finale Bewertungspunkt sollen die zu erwartenden Störungen sein. Hintergrund dieses Bewertungskriteriums sind laufend anfallende Kosten, beispielsweise Kosten für den Bereitschaftsdienst, den Störeinatz und die Opportunitätskosten aufgrund nicht gelieferter Energie. Es werden Parameter wie die Störhäufigkeit, Stördauer und die Anzahl verschiedener Störmaterialien beachtet. Da Freileitungen eine höhere Störhäufigkeit und Kabel eine höhere Stördauer aufweisen, werden beide Technologien als gleichwertig angesehen. Die Häufigkeit der Störeinsätze wirkt sich jedoch negativ aus.

zu erw. Störungen		Variante 1a	Variante 2	Variante 3	Variante 4
Ergebnis		2	3	1	4
Entscheidungsparameter		3,33	6,67	10	0

**Tabelle 16 Variantenbewertung Zu erwartende Störungen**

### Interpretation

Da bei Variante 3 die 10 kV-Betriebsmittel samt Freileitung entfernt werden, ist bei dieser Variante die geringste Wahrscheinlichkeit einer Störung anzunehmen. Sämtliche Anlagenteile sind untereinander kompatibel und im Störgeschehen für allfällige Provisorien geeignet.

In Variante 2 wird das Störgeschehen maßgeblich durch die bestehende Freileitung beeinflusst. Da diese bereits im Bestand ist, wird die Situation nicht verschlechtert. Durch den Betrieb der Leitung mit 25 kV ergibt sich nun die Möglichkeit, diese im Störfall der Station 5 mittels Provisorien direkt über die Hauptleitung zu versorgen. Durch den Ersatz des 25(30)/10 kV-Transformators ist es nun überhaupt erst möglich, die Leitung ersatzweise zu versorgen. Diese Umstände verbessern die Störsituation.

Variante 1a beschreibt die Verkabelung der Freileitung. Abgesehen von dieser Verbesserung bezüglich der Störhäufigkeit sind keine positiven Veränderungen erkennbar. Die Möglichkeit eines Provisoriums bleibt weiterhin versagt. Die negativen Auswirkungen bei einem Defekt des 25(30)/10 kV-Transformators sind unverändert zur Bestandssituation.

Bei Variante 4 sind weder positive noch negative Änderungen zur bestehenden Situation erkennbar.

### 4.3 Variantenempfehlung

Zur Empfehlung einer Variante wird im nächsten Schritt der Anwendung der Entscheidungsmethoden die Bewertungstabelle erstellt. Es werden sowohl die in den Entscheidungsmatrizen errechneten Entscheidungsparameter als auch die Gewichte samt derer Produkte aufgestellt. Durch das Multiplizieren des Entscheidungsparameters – also des skalierten Ergebnisses – mit dem zugehörigen Absolutgewicht ergibt sich je Entscheidungskriterium ein auf das Endergebnis wirkender gewichteter Nutzwert. Gemäß der Additionsregel ist die Variante mit dem höchsten Gesamtnutzwert ist zur Umsetzung zu empfehlen.

Position	Gew.	Variante 1a		Variante 2		Variante 3		Variante 4	
		EP	EP · G	EP	EP · G	EP	EP · G	EP	EP · G
<b>Kosten</b>	30	1,15	34,63	8,29	248,57	0,00	0,00	10,00	300,00
<b>Spannungsänderung</b>	15	0,00	0,00	10,00	150,00	10,00	150,00	4,24	63,56
<b>Umsetzbarkeit</b>	10	6,67	66,70	10	100,00	3,33	33,30	0	0,00
<b>Effizienz</b>	5	0,92	4,60	2,73	13,67	10,00	50,00	0,00	0,00
<b>Abwicklung</b>	5	6,67	33,35	3,33	16,65	0	0,00	10	50,00
<b>langfristige Verbesserungen im Netz</b>									
Reserven	10	0,00	0,00	5,29	52,94	10,00	100,00	4,12	41,18
zu erwartende Instandhaltung	10	6,67	66,70	3,33	33,30	10	100,00	0	0,00
zu erwartende Störungen	10	3,33	33,30	6,67	66,70	10	100,00	0	0,00
Netzstruktur	5	3,33	16,65	6,67	33,35	10	50,00	0	0,00
<b>Summe</b>	<b>100</b>	28,74	<b>255,93</b>	56,31	<b>715,18</b>	63,33	<b>583,30</b>	28,35	<b>454,74</b>

Tabelle 17 Variantenbewertung

Die Entscheidungsparameter aus obiger Tabelle entstammen den kleineren Tabellen aus der technischen und der wirtschaftlich / organisatorischen Bewertung. Der Tabelle 17 ist eine eindeutig zu erkennende Variantenempfehlung zu entnehmen. Es ist mit deutlichem Abstand Variante 2 zur Umsetzung zu empfehlen.

## 5 Fazit

### Interpretation des Resultats

Der Bewertungstabelle ist deutlich zu entnehmen, dass eine Variante – nämlich Variante 2 – mit deutlichem Abstand zu bevorzugen ist. Bei einem möglichen maximalen Nutzwert von 1.000 zu erreichenden Punkten besticht Variante 2 mit einem relativen Anteil von 71,5 %. Ein weiteres Zeichen zur klaren Empfehlung ist der Punkteabstand zur zweitbesten Variante – Variante 3. Mit einem Abstand von rund 130 Punkten oder 13 % der zu erreichenden Maximalpunktzahl fällt das Ergebnis nachvollziehbar und eindeutig aus.

Es kann den Resultaten in der Tabelle entnommen werden, dass die teuren Varianten in der Bewertung tendenziell durch andere Entscheidungskriterien überzeugen mussten. So ist bei Variante 3 die hohe technische Eignung ausschlaggebend, dass diese Variante auf den zweiten Rang zu klassifizieren ist. Variante 1a kann durch fehlende elektrische Vorteile und hohe Kosten nur auf Platz 4 verwiesen werden. Variante 4, welche mit den geringsten Kosten bewertet wurde, kann nur in wenigen Kategorien überzeugen. Da der Kostenvorteil stark in die Bewertung einfließt, stellt Variante 4 insgesamt die drittbeste Lösung dar.

Ein weiterer positiver Aspekt der Entscheidung für Variante 2 ist jener, dass die zweitbeste Variante, nämlich Variante 3, welche aufgrund der hohen Kosten nicht zum Zuge kommen konnte, bei weiterem, über die Reserven hinausgehendem, Bedarf im Nachhinein realisiert werden kann. Abgesehen vom Umbau der Freileitungsstützpunkte erweist sich kein vergebener Aufwand, den es nicht ohnehin bei Variante 3 zu erledigen gegolten hätte. Somit kann unter denselben Umständen diese Entscheidung samt Variantenempfehlung bei einem Nachfolgeprojekt als Basis für weitere Anpassungen herangezogen werden. Es zeigt sich, dass klug überlegte Netzerüchtigung preiswerter, technisch mehr als ausreichend und insgesamt anstrebenswerter als ein kompletter Neubau des seitlich abzweigenden Netzes zu bewerten ist.

Durch die Anwendung von Lastflussberechnung, dem Vergleich mehrerer Varianten und der Konsultation einer nachvollziehbaren Entscheidungsmethode konnte die Entscheidung unter der Berücksichtigung aller in der Aufgabenstellung und Problemanalyse gestellten Anforderungen nachvollziehbar und objektiviert durchgeführt werden. Es wurden die unterschiedlichen Themenschwerpunkte der tech-

nischen und der wirtschaftlich / organisatorischen Kriterien einander gegenübergestellt. Durch die Gewichtsverteilung konnte eine ausgewogene Entscheidungsfindung betrieben und die gesamthaft beste Variante bestimmt werden. Durch das separate Bewerten jeder Variante und die Variantenempfehlung im Nachhinein wurde die Objektivität bestmöglich gewahrt und kein Themengebiet bevorzugt.

### **Entscheidungsmethoden (generell)**

Oberstes Gebot und Grundlage der Entscheidungsfindung sollte stets Rationalität, Objektivität und Nachvollziehbarkeit sein. Leider wird durch das Angebot verschiedener Verfahren – und insbesondere beim Wechsel zwischen den Verfahren – Manipulation auf mutwilliger und unbewusster Ebene ermöglicht. Beispielsweise kann die Wahl, welche der Skalierungs- und Entscheidungsmethoden angewandt wird, das Ergebnis verändern und sogar die Variantenempfehlung des Endergebnisses kippen. Es kann die Wahl eines bestimmten Skalierungsverfahrens auch den Vorsprung, durch welchen sich eine Entscheidungsalternative besonders hervorhebt, verschleiern bzw. wird diese lediglich in abgeschwächter Ausprägung dem Entscheidungsprozess zugeführt. Besonders beim Umgang mit weichen Daten besteht die Gefahr bewusster und unbewusster persönlicher Einflussnahme. Generell sollte dem Anwender der Entscheidungsmethoden bewusst sein, dass diese Methoden beispielsweise bei der Datenerhebung Spielräume zulassen. Auch wenn die Ergebnisse durch präzise Zahlenwerte den Eindruck von mathematischer Genauigkeit entstehen lassen können, sind diese Empfehlungen bei Gleichständen oder annähernden Gleichständen keinesfalls exakt zu separieren. In solchen Fällen empfiehlt sich die Anwendung einer zweiten Methode.

### **Nutzwertanalyse**

Der wohl größte Vorteil der Nutzwertanalyse besteht darin, dass dieses Verfahren universell einsetzbar ist. Es kann durch die Möglichkeit der Kombination verschiedener Skalierungsvarianten mit allen erdenklichen Daten gefüttert werden. Durch die Entwicklung eines geeigneten Zielsystems können diese auch beliebig kombiniert werden. Natürlich ist bei solch flexiblen Systemen Vorsicht geboten, um nicht Opfer von Willkür zu werden. Generell bietet die Nutzwertanalyse sehr viele Freiräume für Anpassungen aller Art; daher sind diese stets gut zu argumentieren und dokumentieren. Es darf bei errechneten Nutzwerten nie von exakten Ergebnissen ausgegangen werden.



## Literatur

Gremmel & Kopatsch für ABB AG Deutschland 2006	Gremmel, Hennig; Kopatsch Gerald: Schaltanlagen Handbuch, Berlin, Cornelsen Verlag, 2006
Becker 2014	Becker, Birger: Interaktives Gebäude-Energiemanagement, Karlsruhe, KIT Scientific Publishing, 2014
Böhnisch 2012	Böhnisch, Lothar: Sozialpädagogik der Lebensalter. Eine Einführung; 6. Auflage, Weinheim und München, Juventa-Verlag, 2012
Chemie.de 2016	<a href="http://www.chemie.de/lexikon/Aldrey.html">http://www.chemie.de/lexikon/Aldrey.html</a> , verfügbar am 26. April 2016
Crastan	Crastan, Valentin: Elektrische Energieversorgung 1, Berlin und Heidelberg, Springer-Verlag, 2012
DIN 2009	DIN 69901-5, 2009
Erneuerbare Energien Gesetz 2014	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014) in der Fassung vom 21.07.2014

Europäische Union 2009	RICHTLINIE DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG verfügbar über <a href="https://www.e-control.at/recht/europarecht">https://www.e-control.at/recht/europarecht</a> , am 9. Juni 2016
Fleßa 2010	Fleßa, Steffen: Planen und Entscheiden in Beruf und Alltag, München, Oldenbourg Wissenschaftsverlag, 2010
Flosdorff & Hilgarth 1994	Flosdorff, Rene; Hilgarth, Günther: Elektrische Energieverteilung, 6. Auflage, Stuttgart, B.G. Teubner Verlag, 1994
Freileitungsgesellschaft / baobab.de 2016	Freileitungs-Gesellschaft mbH & Co. verfügbar über <a href="http://www.baobab.de/freileitung/3_alustahl/ast_index.html">http://www.baobab.de/freileitung/3_alustahl/ast_index.html</a> , aufgerufen am 7. April 2016
Klein & Scholl 2012	Klein, Robert; Scholl, Armin: Planung und Entscheidung, 2. Auflage, München, Franz Vahlen Verlag, 2012
Köbernig 2105	Skriptum zur Lehrveranstaltung „Fabrikplanung“
Lumpi-Berndorf 2016	<a href="http://www.lumpi-berndorf.at/fileadmin/downloads/Overhead_line_conductors_EN_50182.pdf">http://www.lumpi-berndorf.at/fileadmin/downloads/Overhead_line_conductors_EN_50182.pdf</a> , verfügbar am 26. April 2016
OeMAG 2016	<a href="http://www.oem-ag.at/de/foerderung/wasserkraft/">http://www.oem-ag.at/de/foerderung/wasserkraft/</a> , verfügbar am 7. Juni 2016

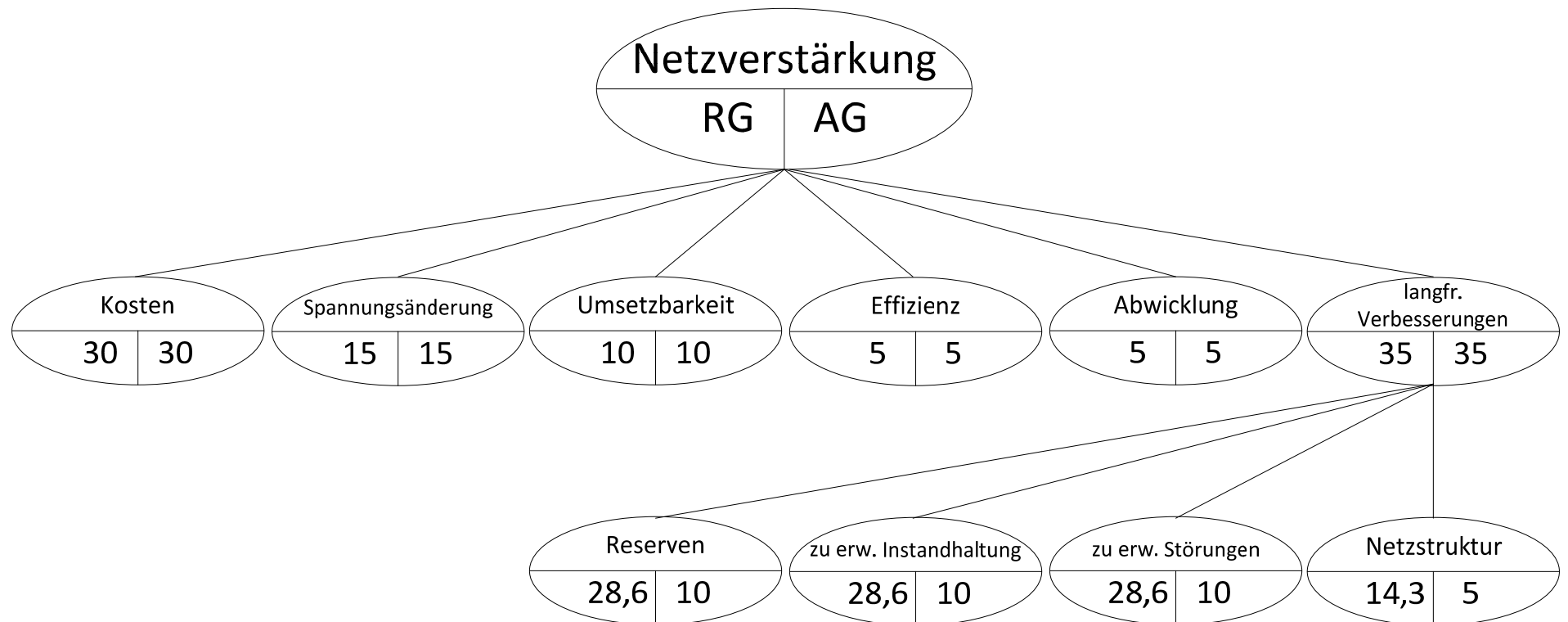
ÖVE ÖNORM E 8200-620 2011	E 8200-620 „Energieverteilungskabel mit extrudierter Isolierung für Nennspannungen von 3,6/6 (7,2) kV bis einschließlich 20,8/36 (42) kV“, Ausgabe 2011-06-01
ÖVE ÖNORM EN 50160 2005	EN 50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“, Ausgabe 2005-05-01 (nicht mehr gültige)
ÖVE ÖNORM EN 50160 2011	EN 50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“, Ausgabe 2011-03-01
ÖVE ÖNORM K 620 1998	K 620:1998 „Energieverteilungskabel 3,6 bis 42 kV“, Ausgabe 1998-03 (nicht mehr gültig)
Platzmann & Schulz 2009	Platzmann, Wilfried; Schulz, Detlef: Handbuch Elektrotechnik – Grundlagen und Anwendungen für Elektrotechniker, 5. Auflage, Wiesbaden, Vieweg+Teubner   GWV Fachverlage GmbH, 2009
Stelling 2009	Stelling, Johannes: Kostenmanagement und Controlling 3. Auflage, München, Oldenbourg Wissenschaftsverlag, 2009
Stelling 2015	Skriptum zur Lehrveranstaltung „Planungs- & Entscheidungsmethoden“

TINETZ – Tiroler Netze GmbH 2014	Allgemeine Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz der TINETZ – Tiroler Netze GmbH gültig ab 19. September 2014
tinetz.at 2016	<a href="http://www.tinetz.at">www.tinetz.at</a> , verfügbar am 8. Juni 2016
tiwag.at 2016	<a href="http://www.tiwag.at">www.tiwag.at</a> , verfügbar am 8. Juni 2016
TOR A 2011	Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR), Teil A „Allgemeines, Begriffsbestimmungen, Quellenverweis“, Version 1.8 2011
TOR D2 2006	Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR), Teil D2 „Richtlinie für die Beurteilung von Netzzrückwirkungen“, Version 2.2 2006
Tribus 1973	Tribus, Myron: Planungs- und Entscheidungstheorie ingenieurwissenschaftlicher Probleme, Braunschweig, Friedrich Vieweg + Sohn GmbH, 1973
Werth 2016	Werth, Torsten: Netzberechnung mit Erzeugungsprofilen – Grundlagen, Berechnung, Anwendung, Wiesbaden, Springer Fachmedien, 2016
Wikipedia.org 2016	<a href="http://wikipedia.org">wikipedia.org</a> , verfügbar am 8. Juni 2016

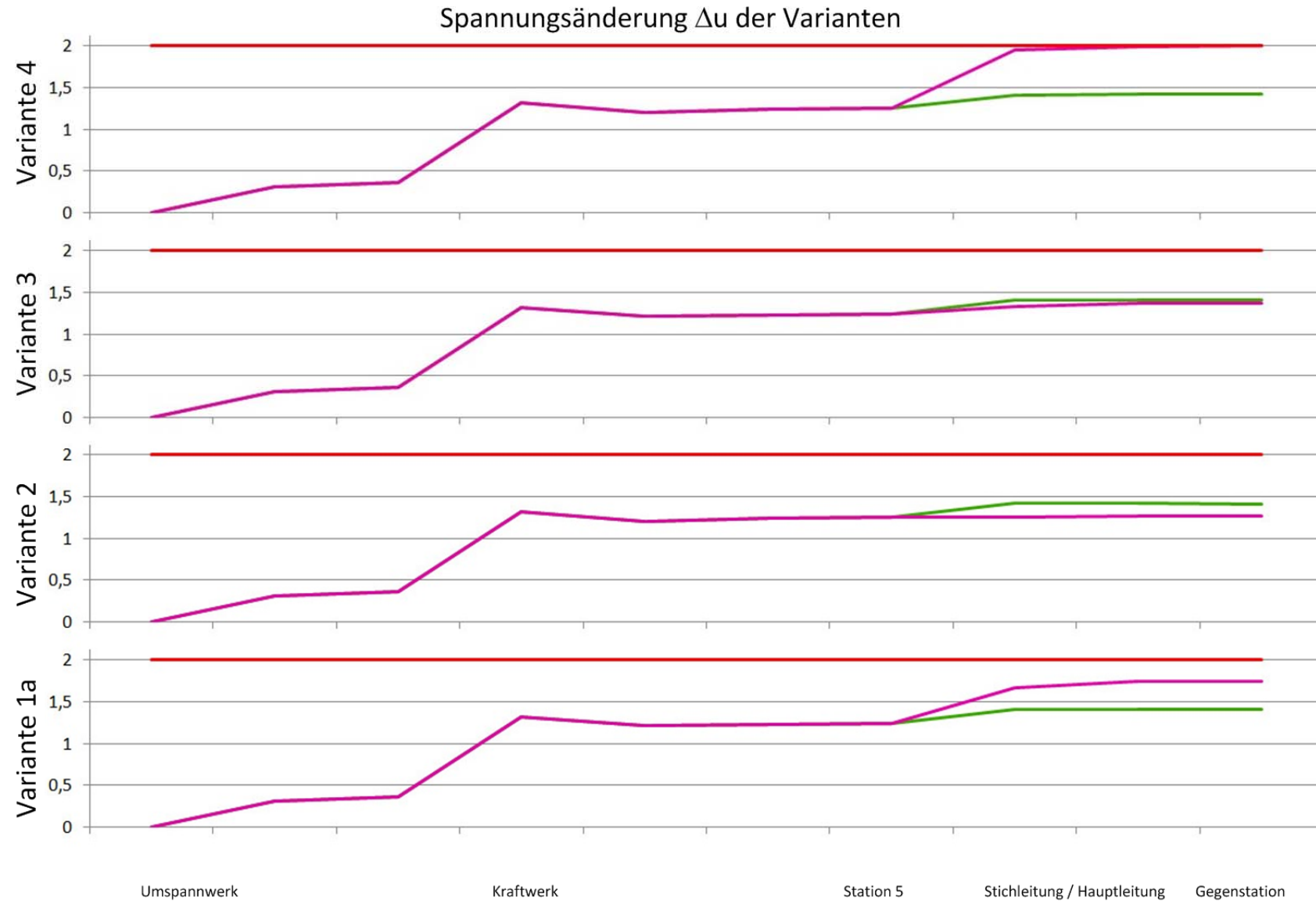
Wirtschaftslexikon.de 2015	<a href="http://www.daswirtschaftslexikon.com/d/rationalit%C3%A4t/rationalit%C3%A4t.htm#RAT11024L40">http://www.daswirtschaftslexikon.com/d/rationalit%C3%A4t/rationalit%C3%A4t.htm#RAT11024L40</a> , verfügbar am 10. Dezember 2015
----------------------------	--



## Anlagen, Modell der Nutzwertanalyse



## Anlagen, Graphischer Verlauf der relativen Spannungsänderung





## **Selbstständigkeitserklärung**

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und nur unter Verwendung der angegebenen Literatur und Hilfsmittel angefertigt habe.

Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus Quellen entnommen wurden, sind als solche kenntlich gemacht.

Diese Arbeit wurde in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt.

Innsbruck, den 20. Juli 2016

Ing. Andre BACHER